Реферат

Выпускная квалификационная работа 114 с., 27 рис., 20 табл., 32 источника.

Ключевые слова: напряженно – деформированное состояние, остаточный ресурс, потеря металла, магистральный нефтепровод, неразрушающий контроль, метод конечных элементов, модуль упругости Юнга, коэффициент запаса, эквивалентное напряжение, расчетное напряжение, предел текучести, расчетное сопротивление напряжению.

Объектом исследования является линейный участок магистрального нефтепровода.

В первых разделах проводиться краткая характеристика участка, на котором расположен нефтепровод, обзор существующих трубопроводов и возможных дефектов на них.

В последующих разделах приведена оценка остаточного ресурса нефтепровода, приведен расчет нефтепровода на прочность и устойчивость.

В исследовательской части для анализа напряженно-деформированного состояния трубопровода использован программный комплекс ANSYS, с помощью которого удалось смоделировать возможные дефекты и провести детальное исследование с выделением наиболее нагруженных зон, влияющих на прочность.

Referat

Abschlusstraining Arbeit 114 S., 27 Abb., 20 Tab., 32 Quellen.

Stichwort: intensiv - verformten Zustand, Restlaufzeit , Metallverlust , der wichtigsten Öl-Pipeline, zerstörungsfreie Prüfung, Finite-Elemente-Methode, der Young-Modul, der Sicherheitsfaktor , die äquivalente Spannung, Nennspannung , Streckgrenze , Design Widerstand Spannung.

Das Ziel der Studie ist der lineare Bereich der Hauptölpipeline.

Der erste Abschnitt enthält eine kurze Beschreibung der Website, die eine Öl-Pipeline ist eine Überprüfung der bestehenden Rohrleitungen und die möglichen Mängel auf sie.

Die folgenden Abschnitte geben eine Schätzung der Restlebensdauer der Pipeline, die Pipeline eine Berechnung für Festigkeit und Stabilität ist.

Die Forschung ist Teil der Analyse der Spannungs-Dehnungs-Zustand der Pipeline verwendet Softwarepaket ANSYS, durch die mögliche Defekte simulieren konnte und eine detaillierte Studie mit der Veröffentlichung der belasteten Bereiche durchführen Einfluss auf die Festigkeit.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

МН – магистральный нефтепровод

ЛЧ – линейная часть

МКЭ – метод конечных элементов

НДС – напряженно – деформированное состояние

НК – неразрушающий контроль

ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль

ВИП – внутритрубный инспекционный контроль

ВТД – внутритрубная диагностика

НД – нормативный документ

РД – руководящий документ

СНиП – строительные нормы и правила

ГОСТ – государственный стандарт

Введение

Роль трубопроводного транспорта в сфере нефтегазовой отрасли промышленности чрезвычайно высока, так как данный вид является основным, кроме этого одним из дешевых видов транспортировки нефти от мест добычи до нефтеперерабатывающих заводов и экспортирующих станций. Магистральные нефтепроводы, обеспечивающие энергетическую безопасность страны, позволяют несколько ослабить нагрузку на железнодорожный транспорт для перевозок других немало важных грузов для народного хозяйства.

Протяженность нефтепроводных систем, распространенных по всей территории страны, постоянно увеличивается, осуществляются техническое перевооружение ранее построенных и введенных в эксплуатацию трубопроводов, модернизация оборудования, внедряются современные средства управления и связи, совершенствуются технологии застывающих и высоковязких нефтей, ремонта и сооружения объектов магистральных трубопроводов.

Рассмотрев систему нефтепроводного транспорта, стоит отметить, что ее характеризуют основные особенности, присущие для больших систем энергетики, к которым относятся территориальная распределенность, взаимосвязь с другими сферами промышленности, сложность и непрерывность развития и обновления, инерционность, а также непрерывность функционирования, мульти целевой характер и неравномерность процессов сдачи и приема нефти. В 1992 г. в связи с образованием Российской Федерации, как самостоятельного независимого государства, произошло разделение единой системы нефтеснабжения СССР на национальные подсистемы.

С этого периода времени эксплуатация около 50 тыс. км магистральных трубопроводов страны осуществляется по государственной акционерной компании по трубопроводному транспорту нефти АК «Транснефть».

Для обеспечения безопасности и надежности трубопроводных систем существует необходимость проведения специальных технических программ по диагностике, ремонту и реконструкции объектов транспортной нефти.

Диссертация посвящена исследованию напряженно – деформированного состояния (НДС) линейной части магистрального нефтепровода с целью прогнозирования его остаточного ресурса и определения его технического состояния в процессе эксплуатации.

В качестве метода исследования НДС трубопроводов в работе использовался численный метод – метод конечных элементов (МКЭ).Этот метод получил наибольшее распространение в мировой практике для решения различных задач. Так как исследуемые конструкции представляются собой непостредственно сложные линейные и пространственные трубопроводные обвязки, а решение краевых задач прочности требует задания сложных граничных условий: кинематических, нелинейных с трением (в опорах), физически нелинейных (учет пластичности), динамических возмущений и т.п., то разработка единого универсального программного комплекса вряд ли целесообразна. Потому для решения типовых задач по исследованию НДС трубопроводов использован пакет ANSYS, с помощью которого осуществляется моделированиетехнологических трубопроводов в стержневой, либо оболочечной постановках задачи с возможностью задания всех внешних силовых факторов (давления, температуры, веса труб), а также нелинейных граничных условий (кинематических, нелинейных опор с трением, динамических возмущений).

Из изложенного следует актуальность и современность задачи оценки прочности и ресурса трубопроводных систем различного функционального

назначения.

Цель работы: исследование прочности и устойчивости линейного участка магистрального нефтепровода для прогнозирования срока его замены или ремонта.

Задачи:

- провести исследования в области расчетов предельных состояний трубопроводов;
- смоделировать в программном комплексе ANSYS пористость в сварном шве и его влияние на напряженно – деформированное состояние трубопровода.

1.Характеристика МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

Нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск», был построен и выведен на проектную мощность в 1974 году. Трубопровод предназначен для транспортировки нефти с двух основных нефтедобывающих районов: Нижневартовского и Александровского, протяжённость которого составляет 817,5 км. Нефтепровод проходит по территории Томской области и имеет диаметр 1220 мм, проектированный на рабочее давление 4,3 МПа. Линейная часть магистрального нефтепровода изготовлена из прямошовных труб нормализованной низколегированной стали 17ГС, свойства которой следующие: предел прочности равен 570 МПа, а текучести - 410 МПа.

Для обеспечения проектной мощности 52,5 млн. тонн в год, на нефтепроводе сооружено 8 нефтеперекачивающих станций.

Район прохождения трассы нефтепровода характеризуется резко континентальный режим, что подчеркивает продолжительная холодная зима и короткое, но теплое лето с резкими летними и зимними температурными перепадами. Минимальная температура воздуха в январе достигает -50°С, а максимальная в июле +38оС. Безморозный период составляет 100-105 дней.

Среднегодовая температура -0,6^{o}С. Климатические характеристики северной части трассы отличаются большой суровостью зимнего сезона. Максимальное промерзание низких болот достигает 100 см, минимальное 20-30 см. Континентальный климат характеризуется сравнительно небольшими годовыми осадками 435 мм рт. ст. Максимум осадков, до 45% от общего количества, приходится на вторую половину июля и августа.

Плоские и очень широкие равнинные междуречья, через которые проходит трубопровод, характеризуются почти полной заболоченностью. Болота на территории встречаются верховые, низинные и переходные.

Особенно сильно заболочено междуречье Оби и Иртыша. Большое количество озёр также влияет на обводнённость местности. Уровень грунтовых вод высокий и меняется от 1 до 1,5 м. Болота, расположенные вдоль прохождения трассы, промерзают с разной глубиной, так верховые болота, расположенные в районе Александровского, промерзают на 10-15 см больше по сравнению с низинными. Сухие участки промерзают в 1,5-2 раза больше. Средняя температура грунта на глубине заложения нефтепровода варьируется в пределах от –1,8^{o}С до 2,9^{o}С в марте и от +10,4^{o}С до +12,3^{o}С в августе.

Проложенный в грунтах трубопровод представлен болотными и аллювиальными отложениями современного происхождения зырянского, а именно, торфяниками с высоким уровнем грунтовых вод (1- 1,5 м).

Глубина промерзание грунта на не заболоченных участках меняется с севера на юг от 260 до 80 см. На северном участке трассы температура почвы выше по сравнению с южным сухими и особо влажными глинами (с естественной влажностью до 46,5%), с песками, супесями и суглинками, которые относятся к пылеватым, макропористым, лесовидным, просадочным и лучистым. Болотные отложения представлены торфом мощностью 2-7 м. Несущая способность торфов не превышает 0,62 .

Так как магистральный нефтепровод расположен на территории Западно-Сибирской низменности со сравнительно невысокими перепадами высот, то в пределах района протекают реки равнинного типа, характеризуемые относительно медленным течением. Правый берег круче левого. На мелких реках преобладает глубинная эрозия, на крупных боковая, что вызывает сильный размыв берегов. Из крупных рек, пересекающих нефтепровод, можно выделить Обь и его притоки: Васюган, Парабель, Чая, ширина которых в районах переходов колеблется от 670 до 150 м. Лесной массив составляет 80-85 %, представляющий собой тайгу с преобладанием ели, сосны и березы.

Январские среднемесячные температуры по длине трассы колеблются

от -39°С до - 22°С, а июля от +17°С до + 19°С. Высота снежного покрова может достигать 1,6 м на лесных участках и 0,6 м на открытых участках. Лед на реках начинает трескаться уже в конце апреля – начале мая.

Схема магистральных нефтепроводов ОАО «Центрсибнефтепровод» представлена на рисунке 1.

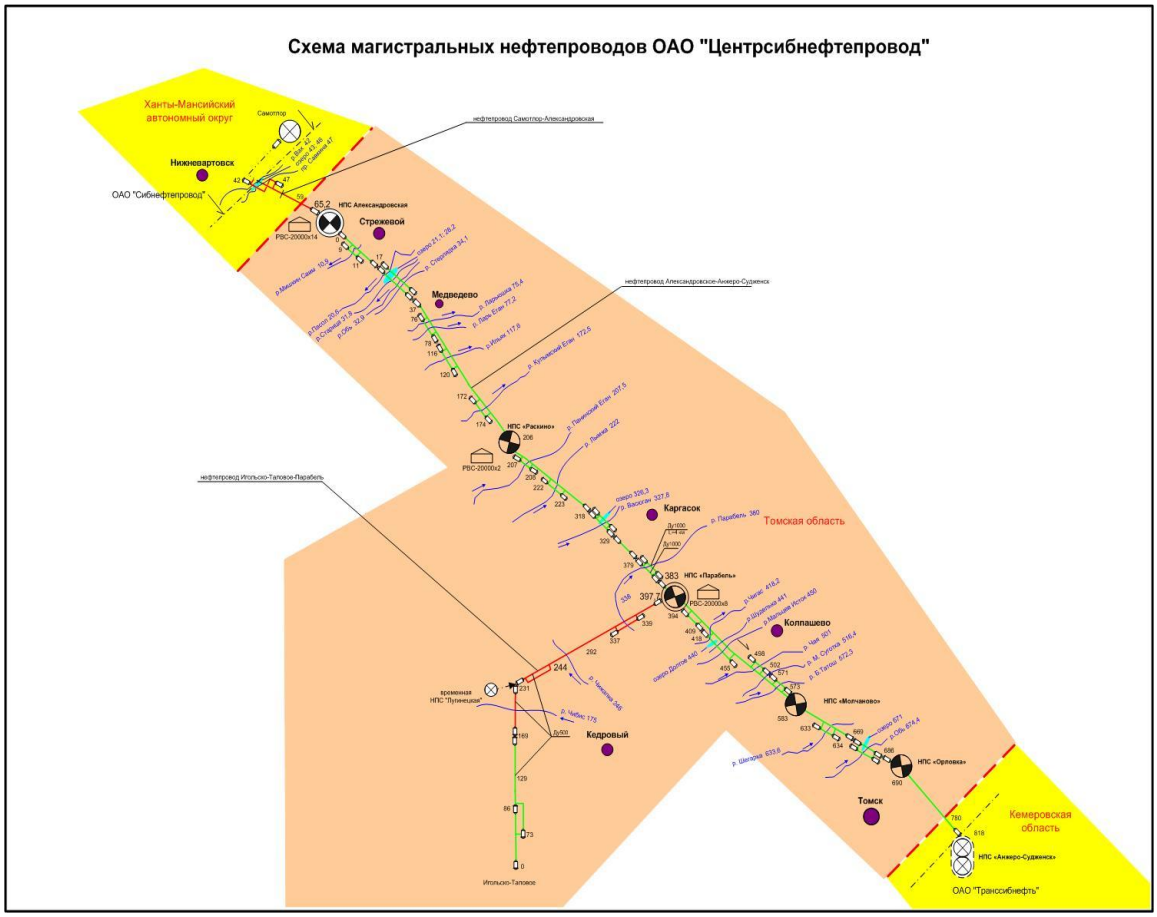


Рисунок 1. - Магистральные нефтепроводы «ОАО Центрсибнефтепровод»

2. Характеристика объекта исследования.

2.1. Виды трубопроводов.

Стальные трубы - основной вид труб для нефтепроводов. Большая несущая способность, высокая стабильность механических и технологических свойств достигнуты благодаря совершенствованию технологии их изготовления и внедрения в нее разнообразных испытаний, а особенно 100%-ного неразрушающего контроля качества сварных швов и металла. Это также позволило сделать трубы наиболее надежными и долговечными.

Раскисление является одним из важных факторов, влияющего на качество сталей. Под раскислением сталей понимают процесс удаления из расплавленных металлов растворённого в них кислорода, который является вредной примесью, ухудшающей механические свойства металла. Это достигается путем введения в жидкую сталь элементов, вступающих в реакцию с кислородом — раскислителей (марганца, кремния, алюминия и др.). В результате реакции образуются неметаллические включения, которые в ходе технологического процесса удаляются из стали.

Хорошо раскисленную сталь называют спокойной (СП), в которой содержание кислорода не более 0,003 %.

При выплавке кипящей стали (КП) по ходу плавки вводят лишь марганец, а кремний и другие раскислители не применяют. В результате этого содержание кислорода увеличивается до 0,025 - 0,035 %. Свойства кипящей стали хуже, чем у спокойной, но ее производство обходится дешевле. Обычно кипящую сталь применяют для ненагруженных элементов конструкций.

Кроме этих двух видов, производят полуспокойные стали (ПС),

которые по технологии выплавки и разливки занимают промежуточное положение между спокойной и кипящей сталями.

Химический состав сталей определяет свойства и качество труб, а также технико-экономическую целесообразность их применения.

Зная химический состав стали, можно ориентировочно оценить некоторые ее свойства, например, свариваемость. При этом исходят из того, что углерод в значительной большей мере ухудшает свариваемость по сравнению с другими элементами. Оценку свариваемости проводят по углеродному эквиваленту C_0, значение которого должно быть ниже 0,46 %. Значение углеродного эквивалента для конкретной стали можно определить расчетным путем по формулам:

- для углеродистых сталей (а также для низколегированных кремнемарганцовых - 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.)

$$C_0 = C + \frac{Mn}{6} \qquad (1)$$

- для низколегированных

$$C_0 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + V + Ti + Nb}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + B \qquad (2)$$

где C, Mn, Cr, Mo, V, Ti, Nb, Cu, Ni, B - содержаниеуглерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, титана, ниобия, меди, никеля, бора в % в составе металла трубной стали.

По химическому составу стали подразделяют на углеродистые и легированные. В свою очередь углеродистая сталь в зависимости от содержания углерода делится на низкоуглеродистую (с содержанием углерода до 0,25 %), среднеуглеродистую (с содержанием углерода 0,25 - 0,6 %) и высокоуглероистую (с содержанием углерода 0,6-2%).

Легированной сталь – сталь, в которой кроме обычных примесей содержатся специальные, вводимые в определенных сочетаниях, легирующие элементы (вольфрам, никель, алюминий, хром и т.д.)

По своему состоянию сталь может поставляться горячекатаной,

кованой, термически обработанной и нагартованной.

Марки легированных сталей отличаются большим разнообразием: марганцовистая, кремнемарганцовистая, хромкремнемарганцовистая и т.д. Каждая марка стали обозначается буквами, соответствующими определенным элементам по классификации металлургического производства. Условно все элементы по процентному содержанию их в стали можно разделить на несколько групп:

- первая Г — марганец, Х — хром, Н — никель и С — кремний. Цифры в марке стали после этих букв обозначают процент содержания данногоэлемента в стали. При отсутствии цифр содержание элемента менее 1 %.

Например, 09Г2, 14ХГС и т.д.;

- вторая Т - титан. Ц — цирконий, Ф — ванадий. И — фосфор, Ю — алюминий, Ч - редкоземмльные металлы, Д - медь, М - молибден. Содержание меди и молибдена в стали обычно до 0,6 %, остальных элементов этой группы — до 0,2 %, т.е. в десятых долях процента;

- третья Л — азот (до 0,015 %), Б — ниобий (до 0,05 %), т.е. содержание их в стали в сотых долях процента;

- четвертая Р — бор, (до 0,006 %), т.е. содержание его в стали в тысячных долях процента.

Цифры перед маркой стали обозначают процент содержания углерода в сотых долях. Например, сталь марки 09Г2С содержит 0,09 % углерода, 2 % марганца и около 1 % кремния.

Низколегированную сталь высокой прочности можно получить путем нормализации или закалки с высоким отпуском или микролегирования, т.е. введением карбидообразующих элементов (ванадия, ниобия и др.) в очень незначительных количествах.

По способу изготовления трубы делятся на бесшовные горячекатаные и сварные с продольным прямым швом (прямошовные), спиральным швом (спиралношовные), многослойные и др.

В зависимости от назначения и гарантируемых характеристик стальные

трубы поставляют по группам А. Б, В, Г и Д. Соответственно каждая группа имеет свои определенные гарантируемые характеристики (табл. 2.1).

Таблица 2.1. – гарантированные характеристики стальных труб

Группа	Гарантированные характеристики		
	Механические свойства	Химический состав	Прочность при гидравлических испытаниях
А	+	-	+
Б	-	+	+
В	+	+	+
Г	Контроль за механическими свойствами на термически обработанных образцах	+	+
Д	-	-	+

Несущая способность металла труб снижается пропорционально ослаблению толщины стенки различными дефектами металлургического, технологического и строительного характера, повышающими склонность метала к хрупкому разрушению.

Из-за строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов в различных климатических условиях трубы делают в разном исполнении. В *обычном исполнении* изготовляют трубы для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и южных районах России, для которых температура эксплуатации принимается от 0 °С и выше и температура строительства - 40 ° и выше. В *северном исполнении* изготовляют трубы, для которых температура эксплуатации принимается от -20 до -40 °С, а температура строительства - 60 °С и выше.

За температуру эксплуатации принимают минимальную температуру стенки труб при эксплуатации под рабочим давлением; за температуру

строительства — температуру стенки труб или воздуха (для наиболее холодной пятидневки) при строительно-монтажных работах или остановке нефтепровода, определяемую в соответствии со СНиП по строительной климатологии и геофизике.

2.2. Дефектность трубопроводов.

Отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала, не соответствующее требованиям действующих НД и возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации нефтепровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные нефтепроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем или по результатам анализа исполнительной документации объекта называется дефектностью трубопровода[25].

Ремонт секции с дефектами должен быть выполнен с учетом взаимного расположения всех имеющихся дефектов, подлежащих ремонту. К дефектным секциям, ремонтируемым только вырезкой, относятся секции с коррозионным повреждением и секции, на которых установлено более двух муфт (тройников), за исключением случая установки двух муфт на сварные стыки секции и муфты (тройника) по телу трубы.

Расчет на прочность и долговечность и определение предельного срока эксплуатации труб и сварных соединений с дефектами и особенностями проводится по ГОСТ 23.040.00-КТН-574-06.

Дефекты геометрии трубы – это дефекты, связанные с уменьшением проходного сечения трубы вследствие изменения его формы[25]. К нимотносятся:

Гофр - уменьшение проходного сечения трубы, сопровождающееся чередующимися поперечными выпуклостями и вогнутостями стенки, в результате потери устойчивости от поперечного изгиба с изломом оси нефтепровода (рисунок 2.2).

Глубина гофра определяется как сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости, измеренных от образующей трубы.

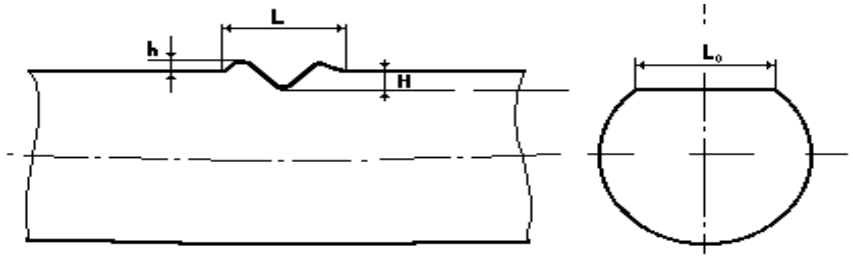


Рисунок 2.1. - Гофр.

Вмятина - местное уменьшение проходного сечения трубы без излома оси нефтепровода, возникшее в результате поперечного механического воздействия (рисунок 2.1).

Глубина вмятиныопределяется какмаксимальное расстояние от образующей трубы до поверхности трубы во вмятине

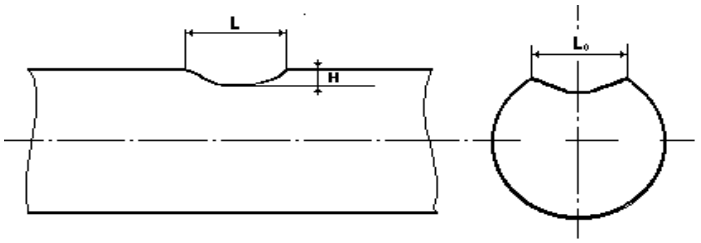


Рисунок 2.2. - Вмятина.

Сужение (овальность) - уменьшение проходного сечения трубы, при котором сечение трубы имеет отклонение от окружности (рисунок 2.3).

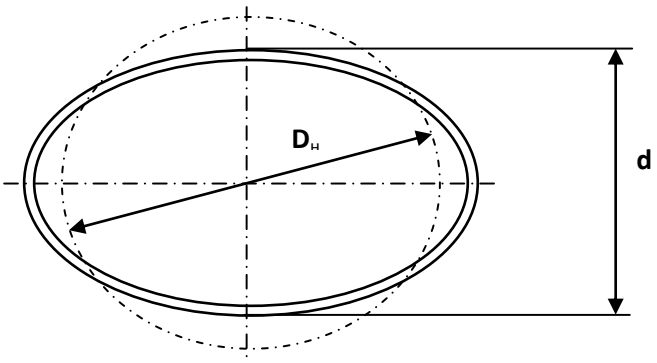


Рисунок 2.3. - Измерение параметров дефекта "сужение".

Фактический центр сужения может быть смещен от центра трубы с номинальным диаметром.

Дефекты стенки трубы. К ним относятся:

Потеря металла (коррозионная) - локальное уменьшение толщины стенки трубы в результате коррозионного повреждения (рисунок 2.4).

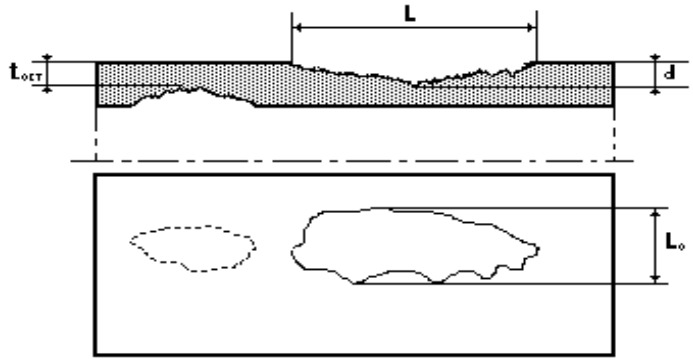


Рисунок 2.4. - Внутренняя и внешняя коррозия.

Уменьшение толщины стенки технологическое - плавное утонение стенки, образовавшееся в процессе изготовления горячекатанной трубы или технологический дефект проката.

Механическое повреждение типа «риска» - механическое повреждение стенки трубы (риска, царапина, задир, продир) в виде углубления с уменьшением толщины стенки трубы, образованное перемещающимся по поверхности трубы твердым телом (рисунок 2.5).

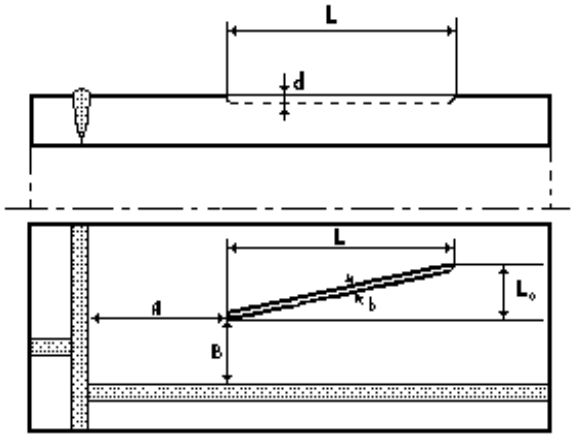


Рисунок 2.5. - Риска.

Расслоение - внутреннее нарушение сплошности металла трубы в продольном и поперечном направлении, разделяющее металл стенки трубы на слои, технологического происхождения (рисунок 2.6).

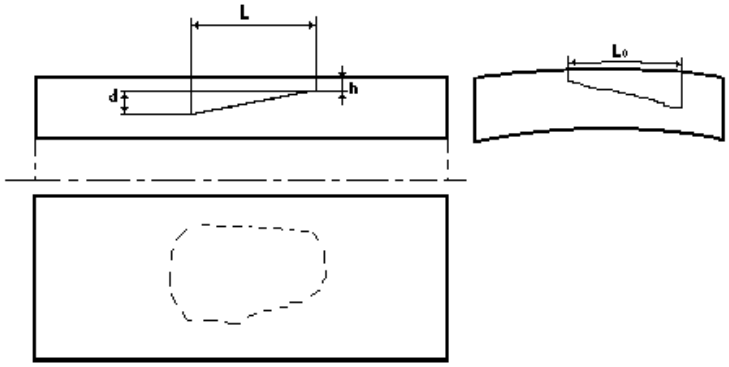


Рисунок 2.6. - Расслоение.

Расслоение с выходом на поверхность - расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы (рисунок 2.7).

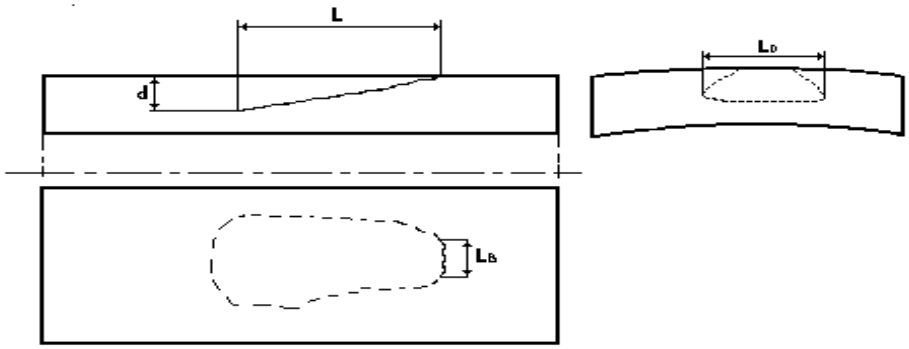


Рисунок 2.7. -Расслоение с выходом на поверхность.

Расслоение в околошовной зоне - расслоение, примыкающее к сварному шву (расстояние линии перехода шва к основному металлу до края расслоения меньше или равно значения 4-х толщин стенки трубы)(рисунок 2.8).

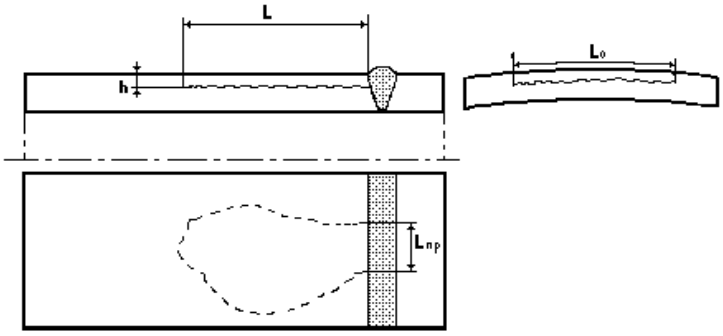


Рисунок 2.8. - Расслоение в околошовной зоне.

Трещина - дефект в виде разрыва (несплошности) металла, геометрия которого определяется двумя размерами (протяженность, глубина)(рисунок 2.9).

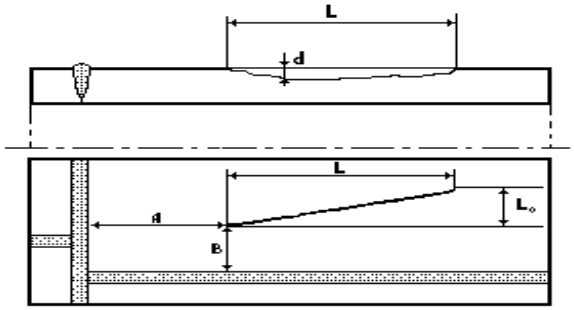


Рисунок 2.9. - Трещина.

Механические повреждения поверхности стенки трубы, классифицируемые по ГОСТ 21014 как «риска», «царапина», «задир», «продир», «поверхностная вмятина», идентифицируются по данным ВИП как «риска».

Дефекты сварного соединения (шва) – это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне. Типы и параметры дефектов сварных соединений регламентируются соответствующими нормативными документами.

К дефектам сварного шва относятся:

Трещина, непровар, несплавление – дефекты в виде несплошности металла по сварному шву, которые по данным ВИП идентифицируются как «несплошность плоскостного типа» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

«Аномалия» поперечного, продольного, спирального сварного шва - это поры, шлаковые включения, утяжина, подрез, превышение проплава, наплывы, чешуйчатость, отклонения размеров шва от требований нормативных документов, а также те дефекты и особенности сварного шва, которые невозможно точно классифицировать по данным ВТД.

Смещение кромок– несовпадение уровней расположения внутренних и наружных поверхностей стенок сваренных (свариваемых) труб (для поперечного сварного шва) или листов (для спиральных и продольных швов)

в стыковых сварных соединениях, которое по данным ВИП идентифицируется как «смещение» поперечного, продольного, спирального сварного шва.

Косой стык– сварное стыковое соединение трубы с трубой (с катушкой, с соединительной деталью), в котором продольные оси труб расположены под углом друг к другу.

Разнотолщинность стыкуемых труб с отношением толщин стенок более 1,5 является дефектом (за исключением стыков, выполненных по специальным техническим условиям, с соответствующей записью в журнале сварки).

Дефектный сварной стык - кольцевой сварной шов, содержащий один и более дефектов. В базах данных, содержащих сведения о дефектах, учету подлежат «дефектные сварные стыки»без указания в них количества дефектов.

К дефектам нефтепровода относятся:

- недопустимые соединительные детали;
- недопустимые конструктивные детали и приварные элементы.

К недопустимым соединительным деталям относятся детали незаводского изготовления: отводы, тройники, переходники, заглушки.

Сварные секторные отводы заводского изготовления, выполненные не по ТУ 102-488-05 «Детали соединительные и узлы магистральных трубопроводов на P_p до 10 МПа (100 кгс/см^2)», включаются в состав дефектов и подвергаются ДДК. По результатам ДДК устанавливается классификация отвода.

К недопустимым конструктивным деталям и приварным элементам нефтепровода относятся:

а) заплаты вварные и накладные всех видов и размеров;

б) ремонтные конструкции, не разрешенные к применению НД, действовавшим на момент установки**;**

в) ремонтные конструкции, под которыми выявлен рост параметровдефектов более чем на 10%;

г) временные ремонтные конструкции, у которых закончился предельный срок эксплуатации;

д) накладные детали из частей труб;

е) вантузы, отборы давления,механическиесигнализаторы пропуска средств очистки и диагностики, бобышки, «чопики»,места приварки шунтирующих перемычек, контактов контрольно-измерительной аппаратуры, у которых закончился предельный срок эксплуатации;

ж) кожухи, касающиеся стенки трубы;

з) сварные присоединения, не соответствующие НД.

Конструктивные детали и приварные элементы, обнаруженные ВИП, характеристики которых не указаны в техническом задании на внутритрубную диагностику участка нефтепровода, включаются в состав дефектов и подвергаются ДДК. По результатам ДДК устанавливается классификация деталей и предельный срок их эксплуатации.

Участок трубы на переходах через естественные и искусственные преграды в месте касания к нему кожуха включается в состав дефектов.

При выборочном ремонте и капитальном ремонте стенки трубы с заменой изоляции должен проводиться ДДК всех дефектов на участке ремонта.

Особенности нефтепровода включаются в состав технического отчета по диагностике ВИП WM, MFL, CD. Изменение параметров особенностей контролируется при повторных инспекциях.

В состав технического отчета по диагностике также включаются отложения (загрязнения стенки трубы, приводящие к потере сигнала), металлические предметы, находящиеся вблизи трубопровода, посторонние предметы внутри трубопровода.

3. Оценка остаточного ресурса.

3.1. Теоретическая и методическая база расчетов.

Исходными данными для расчета являются:

- диаметр и толщина стенки трубы

Наружный диаметр трубы $D_н$ принимается по проектной документации на участок МН и указывается в техническом задании на диагностику.

Толщина стенки трубы δ принимается по данным ВИП «Ультраскан WM» илипо акту ДДК.

Если «дефект» занимает несколько трубных секций, то за толщинуδ принимается минимальное значение для трубной секции.

- размеры «дефекта»
- Размеры «дефекта» по результатам диагностического обследования (рисунок 3.1):
- длина «дефекта» *L* – расстояние между наиболее удаленными в продольном направлении (вдоль оси трубы) точками «дефекта»;
- ширина «дефекта»*W* – расстояние между наиболее удаленными в кольцевом направлении точками «дефекта»;
- глубина «дефекта»*H* – наибольший размер «дефекта» в направлении толщины стенки (радиальном направлении).

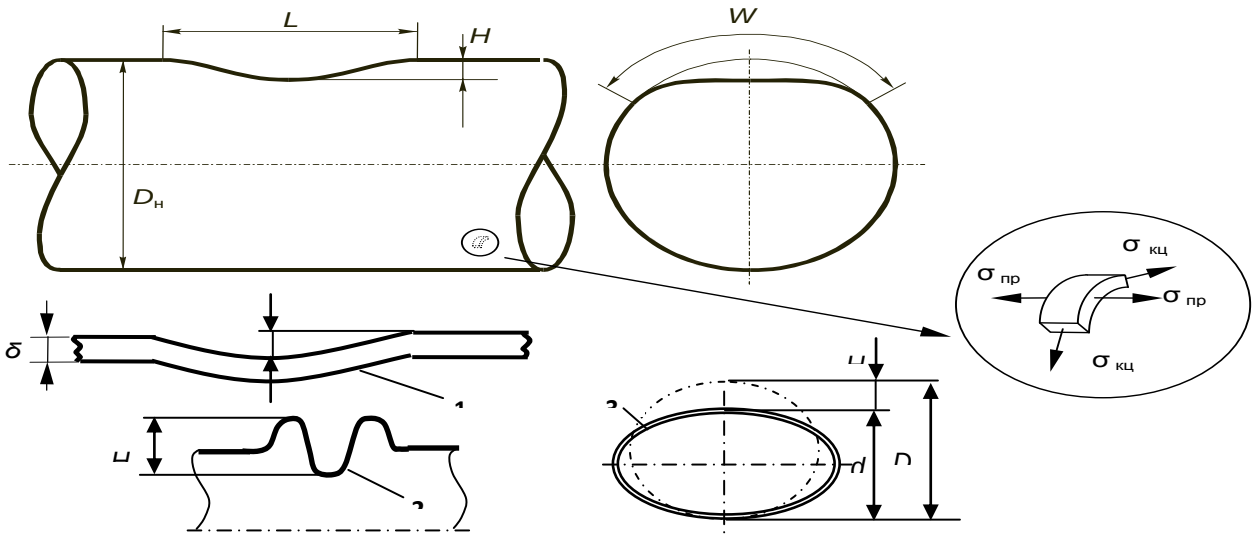


Рисунок 3.1. - Дефект геометрии в трубе (1 - вмятина, 2- гофр, 3 - сужение).

Размеры «дефекта» определяются по результатам обследования ВИП или по значениям, приведенным в акте ДДК.

Глубина вмятины определяется как максимальное расстояние от образующей трубы до поверхности трубы во вмятине (рисунок 3.1).

Глубина гофра определяется как сумма высоты выпуклости и глубины вогнутости, измеренных от образующей трубы (рисунок 3.1).

Глубина сужения $H = D_н - d$, где d – минимальный измеренный наружный диаметр трубы (рисунок 3.1.). Ширина сужения $W = \pi D/2$.

В расчетных формулах размер «дефекта», определенный по результатам диагностического обследования, увеличивается на величину поправки в зависимости от вида диагностического обследования и паспортных данных диагностического оборудования (таблица 3.1).

Таблица 3.1. - Поправки на размеры «дефекта»

Диагностическое обследование	Δ_H	Δ_L	Δ_W
ДДК	0.5 мм	5 мм	5 мм
ВТД	3.0 мм	15 мм	25 мм

- Внутреннее давление

Проектное давление$p_{\text{проект}}$указывается в техническом задании на диагностику для каждой НПС участка магистрального нефтепровода или для каждого участка технологических нефтепроводов.

В расчетах используется поправкаΔ_pна возможное превышение рабочего давления в зависимости от коэффициента надежности n по СНиП 2.05.06-85*:

$$\Delta_p = (n-1)p_{\text{проект}}, \quad (3)$$

гдеn– коэффициент надежности по внутреннему давлению по СНиП 2.05.06-85* (таблица 3.2).

Таблица 3.2. - Коэффициент надежности по внутреннему давлению n по СНиП 2.05.06-85*

Нефтепроводы	***n***
Нефтепроводы диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей	1,15
Нефтепроводы диаметром 700-1200 мм без промежуточных НПС или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью	1,10
Нефтепроводы диаметром менее 700 мм	1,10

- цикличность нагружения

Число циклов нагружения участка за год$N_{\text{год}}$принимается равным наибольшей за три последних года работы участка МН приведенной годовой цикличности нагружения, определенной ОАО МН по числу включений насосных агрегатов (технологических переключений) в соответствии с «Методикой оценки работоспособности и проведения аттестации магистральных нефтепроводов».

- свойства металла, прочность трубы

Для расчета используются механические характеристики металла труб и сварных швов, определенные по результатам испытаний стандартных и специальных образцов, сертификатам, ТУ на трубы.

В расчетах используется коэффициент запаса по прочности трубы $k_{тр}$ (таблица 3.3).

Таблица 3.2. - Коэффициент запаса$k_{тр}$по прочности трубы

Категория участка по СНиП 2.05.06-85*				
В	**I**	**II**	**III**	**IV**
1.98	1.58	1.58	1.32	1.32

В расчетах используется коэффициент запасаk_Vпо скорости роста усталостной трещины в металле труб (таблица 3.4).

Таблица 3.3. - Коэффициент запасаk_Vпо скорости роста усталостной трещины

Категория участка по СНиП 2.05.06-85*				
В	**I**	**II**	**III**	**IV**
3.4	2.8	2.8	2.3	2.3

- напряжения в стенке трубы

В стенке трубы (вне зоны дефекта) действуют кольцевые $\sigma_{кц}$ и продольные$\sigma_{пр}$напряжения, постоянные по толщине стенки.Радиальноенапряжение, действующее по толщине стенки трубы, принимается равным нулю.

3.2. Порядок выполнения расчета на прочность и долговечность.

Порядок расчетов на прочность и долговечность труб с дефектами геометрии приведен на рисунке 3.2.

Для каждого «дефекта», выявленного в результате диагностического обследования, по исходным данным (диаметр $D_н$, толщина стенки трубы δ, длина L, ширина W и глубина H «дефекта», механические характеристики металла) рассчитывается предельное давление при стационарных режимах перекачки $p_{пр}$.

Предельное давление $p_{пр}$ – максимальное внутреннее давление стационарного режима перекачки, которое может выдержать труба с «дефектом» без разрушений и отказов. Предельное давление представляет собой «несущую способность трубы», рассчитанную с учетом фактической толщины стенки, свойств металла, «дефектов», коэффициентов запаса.

Проводится оценка статической прочности по условию:

$$p_{проект} \leq p_{пр}, \qquad (4)$$

где$p_{проект}$– проектное давление; $p_{пр}$ – предельное давление для трубы с «дефектом».

«Дефекты», для которых условие статической прочности (рисунок 3.2.) не выполняется, относятся к категории дефектов ПОР.

«Дефекты», для которых условие статической прочности (рисунок 3.2.) выполняется, рассчитываются на долговечность (предельное число циклов нагружения $N_{пр}$, предельный срок эксплуатации $t_{пр} = N_{пр}/N_{год}$) при давлении $p_{проект}$.

«Дефекты» с предельным сроком эксплуатации $t_{пр}$ один год и менее от даты проведения обследования относятся к категории дефектов ПОР. Для «дефектов» с предельным сроком эксплуатации $t_{пр}$ больше 1 года предельное давление устанавливается равным проектному: $p_{пр} = p_{проект}$.

Для дефектов ПОР предельный срок эксплуатации трубы с «дефектом» $t_{пр}$ устанавливается равным одному году от даты проведения обследования.

Для «дефектов», не отнесенных к категории ПОР, $t_{пр}$ определяет срок, в течение которого условие статической прочности (рисунок 3.2.)выполняется.

«Дефекты» должны быть устранены в период $t_{пр}$, при этом до устранения рабочее давление в трубе с «дефектом» не должно превышать предельного давления $p_{пр}$.

Для «дефектов» с предельным сроком эксплуатации $t_{пр}$ более 1 года проводится расчет на долговечность для дефекта геометрии с размерами по ВТД с трещиной, протяженностью 50 мм и глубиной 2 мм, для определения предельного срока ДДК ($t_{ДДК}$).

По результатам повторных диагностических обследований для всех «дефектов» проводится перерасчет $t_{пр.}$

Результаты расчетов по методике:

- Предельное давление для трубы с «дефектом» при стационарных режимах перекачки ($p_{пр}$).

- Предельный срок проведения ДДК ($t_{ДДК}$), предельный срок устранения «дефекта» ($t_{пр}$), отсчитываемые от даты проведения обследования.

- Перечень дефектов первоочередного ремонта (ПОР).

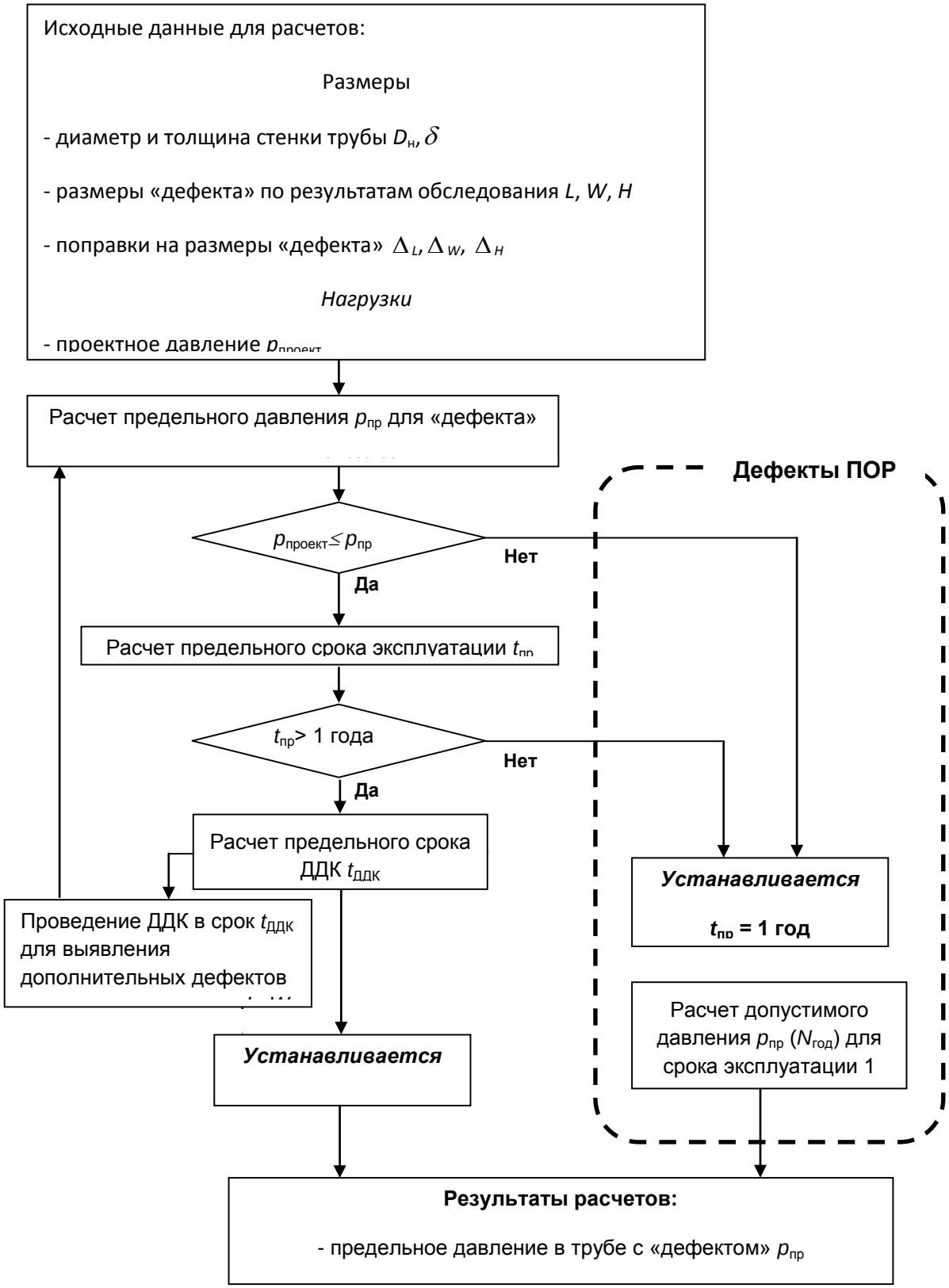


Рисунок 3.2. - Порядок расчетов на прочность и долговечность труб с дефектами геометрии.

Расчетные схемы для расчета на прочность и долговечность труб с дефектами геометрии используют расчетные схемы «Бездефектная труба», «Дефект геометрии», «Дефект геометрии с поверхностной продольной трещиной», «Дефект геометрии с поверхностной окружной трещиной» с общими правилами упруго-пластических расчетов параметров напряженно-деформированного состояния и коэффициентов концентрации напряжений и деформаций.[РД]

3.3. Расчет параметров напряженно-деформированного состояния.

Компоненты напряжений σ_z, σ_θ,σ_r и деформаций ε_z, ε_θ, ε_r обозначаются в цилиндрической системе координат: индекс «z» относится к продольным, «θ» – к кольцевым и «*r*» – к радиальным компонентам.

Интенсивности напряжений σ_i и деформаций ε_i определяются по формулам:

$$\sigma_i = \frac{\sqrt{2}}{2}\sqrt{(\sigma_\theta - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_\theta)^2},$$
$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3}\sqrt{(\varepsilon_\theta - \varepsilon_z)^2 + (\varepsilon_z - \varepsilon_r)^2 + (\varepsilon_r - \varepsilon_\theta)^2}. \quad (5), (6)$$

$$\left(\frac{\sigma_i}{\sigma_т}\right) = \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_т}\right) \quad \text{при} \quad \sigma_i \le \sigma_т \left(\varepsilon_i \le \varepsilon_т\right),$$
$$\left(\frac{\sigma_i}{\sigma_т}\right) = \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_т}\right)^m \quad \text{при} \quad \sigma_i \ge \sigma_т \left(\varepsilon_i \ge \varepsilon_т\right), \quad (7), (8)$$

Связь между интенсивностями напряжений и деформаций принята в виде степенной диаграммы деформирования:

где$\sigma_т$ – предел текучести;

$\varepsilon_т = \sigma_т / 3\mu$ – интенсивность деформаций, соответствующая пределу текучести;

$\mu = E / 2(1 + \nu)$ – модуль сдвига;

E – модуль упругости;

ν – коэффициент Пуассона;

m – коэффициент деформационного упрочнения.

Компоненты деформаций и напряжений рассчитываются по формулам:

$$\varepsilon_\theta = \sigma_\theta\left(\frac{1}{9k}+\frac{1}{3\mu_p}\right)+(\sigma_z+\sigma_r)\left(\frac{1}{9k}-\frac{1}{6\mu_p}\right),$$

$$\varepsilon_z = \sigma_z\left(\frac{1}{9k}+\frac{1}{3\mu_p}\right)+(\sigma_r+\sigma_\theta)\left(\frac{1}{9k}-\frac{1}{6\mu_p}\right),(9),\ (10),\ (11)$$

$$\varepsilon_r = \sigma_r\left(\frac{1}{9k}+\frac{1}{3\mu_p}\right)+(\sigma_\theta+\sigma_z)\left(\frac{1}{9k}-\frac{1}{6\mu_p}\right)$$

$$\sigma_\theta = \varepsilon_\theta\left(k+\frac{4}{3}\mu_p\right)+(\varepsilon_z+\varepsilon_r)\left(k-\frac{2}{3}\mu_p\right),$$

$$\sigma_z = \varepsilon_z\left(k+\frac{4}{3}\mu_p\right)+(\varepsilon_r+\varepsilon_\theta)\left(k-\frac{2}{3}\mu_p\right),(12),\ (13),\ (14)$$

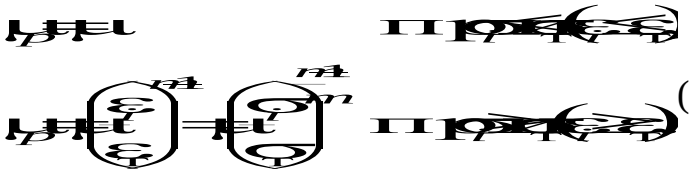
$$\sigma_r = \varepsilon_r\left(k+\frac{4}{3}\mu_p\right)+(\varepsilon_\theta+\varepsilon_z)\left(k-\frac{2}{3}\mu_p\right),$$

где$k = E / 3(1 - 2\nu)$ – модуль объемного расширения;

μ_p – упруго-пластический модуль сдвига:

$$\mu_p = \frac{\sigma_i}{3\varepsilon_i}\cdot(15)$$

Упруго-пластический модуль сдвигаμ_pопределяется по формулам:


(16), (17)

В расчетах также используется:

- среднее напряжениеσ_0:

$$\sigma_0 = \frac{\sigma_\theta + \sigma_z + \sigma_r}{3},(18)$$

- объемная деформацияε_0:

$$\varepsilon_0 = \frac{\varepsilon_\theta + \varepsilon_z + \varepsilon_r}{3},\quad \varepsilon_0 = \frac{\sigma_0}{3k},(19)$$

- наибольшая деформация удлиненияε_1:

$$\varepsilon_1 = \max(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3), \quad (20)$$

- угол подобия девиатора деформацийφε:

$$\varphi = \arccos\left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_1}\right) \quad (21)$$

3.4. Расчет коэффициентов концентрации напряжений и деформаций в зоне «дефекта».

Вне зоны влияния «дефекта» напряжения в стенке трубы описываются номинальными значениямиσкц и σпр, рассчитываемыми без учета дефекта.

В области, содержащей «дефект», повышение напряжений и деформаций относительно номинальных значений оцениваетсякоэффициентами концентрации напряженийασи деформаций αε:

$$\alpha_\sigma = \sigma_i / \sigma_{i\,\text{ном}}, \quad (22)$$

$$\alpha_\varepsilon = \varepsilon_i / \varepsilon_{i\,\text{ном}}, \quad (23)$$

гдеσi и εi – интенсивности напряжений и деформаций в зоне «дефекта» (в нетто-сечении или у вершины трещины);

σi ном и εi ном – интенсивности номинальных напряжений и деформаций в трубе вне зоны влияния «дефекта».

Коэффициенты концентрации напряжений и деформаций рассчитываются по формулам:

$$\alpha_\sigma = \alpha_\varepsilon = \alpha_e \quad \text{при} \quad \sigma_{i\,\text{ном}} \le \sigma_\text{т}, \quad (24)$$

$$\alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{i\,\text{ном}}}{\sigma_\text{т}}\right)^{\frac{m-1}{1+m}} \quad \text{при} \quad \sigma_{i\,\text{ном}} \le \sigma_\text{т}, \quad \sigma_i \ge \sigma_\text{т} \quad (25)$$

$$\alpha_\varepsilon = \alpha_e^{\frac{2}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{i\,\text{ном}}}{\sigma_\text{т}}\right)^{\frac{1-m}{1+m}}$$

$$\alpha_\sigma \alpha_\varepsilon = \alpha_e^2 \quad \text{при} \quad \sigma_{i\,\text{ном}} > \sigma_\text{т}, \quad (26)$$

Упругий коэффициент концентрации αe рассчитывается по формуле:

$$\alpha_\sigma = \frac{\sigma_{ie}}{\sigma_{ie\,ном}} = \frac{\varepsilon_{ie}}{\varepsilon_{ie\,ном}}, \quad (27)$$

где σ_{ie} и ε_{ie} – интенсивности упругих (условно-упругих) напряжений и деформаций в зоне «дефекта» (в нетто-сечении или у вершины трещины);$\sigma_{ie\,ном}$ и $\varepsilon_{ie\,ном}$ – интенсивности номинальных упругих (условно-упругих) напряжений и деформаций в трубе вне зоны влияния «дефекта».

3.5. Расчетные схемы для расчета на прочность и долговечность труб с дефектами.

3.5.1. Расчетная схема «Бездефектная труба».

Рассматривается труба с внутренним диаметромDи толщиной стенкиδ(рисунок 3.3).

Номинальные деформации$\varepsilon_{\theta\,ном}$, $\varepsilon_{z\,ном}$, $\varepsilon_{r\,ном}$рассчитываются по формулам с учетом того, что$\sigma_{r\,ном} = 0$:

$$\varepsilon_{\theta\,ном} = \sigma_{\theta\,ном}\left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p}\right) + \sigma_{z\,ном}\left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p}\right),$$

$$\varepsilon_{z\,ном} = \sigma_{z\,ном}\left(\frac{1}{9k} + \frac{1}{3\mu_p}\right) + \sigma_{\theta\,ном}\left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p}\right), \quad (28), (29), (30)$$

$$\varepsilon_{r\,ном} = \left(\sigma_\theta + \sigma_z\right)\left(\frac{1}{9k} - \frac{1}{6\mu_p}\right),$$

где

$$\mu_p = \mu \quad при \sigma_{i\,ном} \le \sigma_т,$$

$$\mu_p = \mu\left(\frac{\sigma_{i\,ном}}{\sigma_т}\right)^{\frac{m-1}{m}} \quad при \sigma_{i\,ном} \ge \sigma_т, \quad (31), (32)$$

$$\sigma_{i\,ном} = \sqrt{\sigma^2_{\theta\,ном} + \sigma^2_{z\,ном} - \sigma_{\theta\,ном}\sigma_{z\,ном}},$$

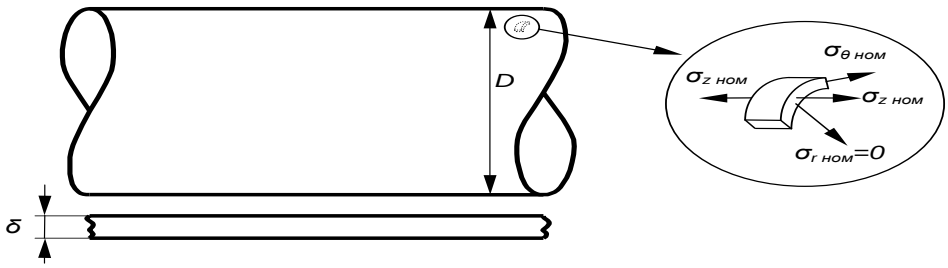


Рисунок 3.3. - Бездефектная труба.

Расчеты проводятся для скорректированных с учетом деформирования размеров трубы δ_* и D_*:

(33)

Номинальные напряжения $\sigma_{\theta\,ном}$, $\sigma_{z\,ном}$ рассчитываются по формулам:

,(34)

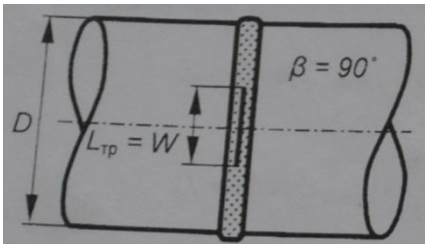
где $c_{пр} = \sigma_{пр} / \sigma_{кц}$ (значения $\sigma_{пр}$ и $\sigma_{кц}$ определены). Система нелинейных алгебраических уравнений для трубы с размерами D, δ, связывающая компоненты номинальных напряжений $\sigma_{\theta\,ном}$, $\sigma_{z\,ном}$ и деформаций $\varepsilon_{\theta\,ном}$, $\varepsilon_{z\,ном}$, $\varepsilon_{r\,ном}$ с давлением p, решается численными методами с использованием компьютера.

Результаты расчетов по схеме «Бездефектная труба» для трубы с размерами D, δ:

- номинальные деформации $\varepsilon_{\theta\,ном}$, $\varepsilon_{z\,ном}$, $\varepsilon_{r\,ном}$ и номинальные напряжения;
- $\sigma_{\theta\,ном}$, $\sigma_{z\,ном}$ в зависимости от давления p.

3.5.2. Расчетная схема «Поверхностная трещина».

Рассматривается поверхностная трещина протяженностью L_{mp}, глубиной H (рисунок 3.4.), с углом наклона к оси трубы 90^0.



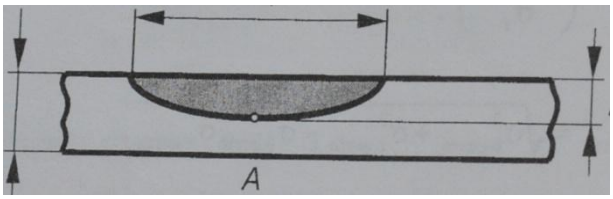


Рисунок 3.4. - Поверхностная трещина.

По расчетной схеме «Бездефектная труба определяются номинальные напряжения$\sigma_{\theta\,ном}$, $\sigma_{z\,ном}$, интенсивность номинальных напряжений$\sigma_{i\,ном}$, номинальные деформации$\varepsilon_{\theta\,ном}$, $\varepsilon_{z\,ном}$, $\varepsilon_{r\,ном}$.

Определяются местные напряжения$\sigma_{\theta\,нетто}$, $\sigma_{z\,нетто}$, интенсивность местных напряжений$\sigma_{i\,нетто}$, местные деформации$\varepsilon_{\theta\,нетто}$, $\varepsilon_{z\,нетто}$, $\varepsilon_{r\,нетто}$.

Рассчитывается локальное напряженно-деформированное состояние вблизи вершины трещины (точка А).

Условно-упругие компоненты локальных напряжений$\sigma_{\theta e}$, σ_{ze}, σ_{re}, интенсивностьσ_{ie} и среднее напряжение □ □ е рассчитываются по формулам:

$$\sigma_{\theta e} = \frac{1.274 - 2.2\nu - 0.492\nu^2}{1-2\nu}\sigma_{\perp ном}\left(Y\sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1\right) + \sigma_{\perp нетто},$$

$$\sigma_{ze} = \frac{2.6 - 5.0\nu}{1-2\nu}\sigma_{\perp ном}\left(Y\sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1\right) + \sigma_{нетто},$$

$$\sigma_{re} = \frac{1.326 - 2.8\nu - 0.492\nu^2}{1-2\nu}\sigma_{\perp ном}\left(Y\sqrt{\frac{H}{2\rho}} - 1\right), \qquad (35), (36), (37),(38), (39)$$

$$\sigma_{ie} = \frac{\sqrt{2}}{2}\sqrt{\left(\sigma_{\theta e} - \sigma_{ze}\right)^2 + \left(\sigma_{ze} - \sigma_{re}\right)^2 + \left(\sigma_{ze} - \sigma_{\theta e}\right)^2},$$

$$\sigma_{0e} = \frac{1}{3}\left(\sigma_{\theta e} + \sigma_{ze} + \sigma_{re}\right).$$

где

$$\sigma_{\perp ном} = \sigma_{\theta ном}\cos^2\beta + \sigma_{z нно}\sin^2\beta, \qquad (40)$$

$$\sigma_{\perp нетто} = \sigma_{\theta нетто}\cos^2\beta + \sigma_{z\,нетто}\sin^2\beta, \qquad (41)$$

$$\sigma_{нетто} = \sigma_{\theta нетто}\sin^2\beta + \sigma_{z\,нетто}\cos^2\beta \qquad (42)$$

$$\beta = arctg(\frac{L}{W}).(43)$$

Если выражение $\left(Y\sqrt{\frac{H}{2\rho}}-1\right)<0,$ то принимается:

$$\begin{aligned}
&\sigma_{\theta e} = \sigma_{\theta нетто},\\
&\sigma_{ze} = \sigma_{z\,нетто},\\
&\sigma_{re} = 0, \qquad (44)\\
&\sigma_{ie} = \sqrt{\sigma_{\theta e}^2 + \sigma_{ze}^2 - \sigma_{\theta e}\sigma_{ze}},\\
&\sigma_{0e} = \frac{1}{3}(\sigma_{\theta e}+\sigma_{ze}).
\end{aligned}$$

ЗначениеYопределено по Методическим рекомендациям «Правила составления расчетных схем и определение параметров нагруженности элементов конструкций с выявленными дефектами» [9]:

$$Y = \frac{1{,}128 - 0.463\left(\frac{2H}{L_{mp}}\right)}{\left[1-\left(0{,}89-0{,}57\sqrt{\frac{2H}{L_{mp}}}\right)^3\left(\frac{H}{\delta}\right)^{1,5}\right]^{3,25}}, L_{mp} = \sqrt{L^2+W^2}\ (45)$$

Рассчитывается упругий коэффициент концентрации α_e :

$$\alpha_e = \frac{\sigma_{ie}}{\sigma_{i\,нетто}}(46)$$

Рассчитывается коэффициент концентрации α_σ :

$$\begin{aligned}
&\alpha_\sigma = \alpha_e \quad при \quad \sigma_{i\,нетто} \le \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \le \sigma_T\\
&\alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}}\left(\frac{\sigma_{i\,нетто}}{\sigma_T}\right)^{\frac{m-1}{1+m}} \quad при \quad \sigma_{i\,нетто} \le \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \ge \sigma_T \ (47)\\
&\alpha_\sigma = \alpha_e^{\frac{2m}{1+m}} \quad при \quad \sigma_{i\,нетто} \ge \sigma_T, \quad \sigma_{ie} \ge \sigma_T
\end{aligned}$$

Рассчитываются упруго-пластические компоненты локальных напряженийσθ,σz, σr:

$$\sigma_\theta = \sigma_{\theta e}\left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}\right),\ \sigma_z = \sigma_{ze}\left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}\right),\ \sigma_r = \sigma_{re}\left(\frac{\alpha_\sigma}{\alpha_e}\right).(48)$$

Рассчитываются локальные деформацииεθ,εz, εr:

$$\sigma_\theta = \varepsilon_\theta\left(k + \frac{4}{3}\mu_p\right) + \left(\varepsilon_z + \varepsilon_r\right)\left(k - \frac{2}{3}\mu_p\right),$$
$$\sigma_z = \varepsilon_z\left(k + \frac{4}{3}\mu_p\right) + \left(\varepsilon_r + \varepsilon_\theta\right)\left(k - \frac{2}{3}\mu_p\right), \quad (49)$$
$$\sigma_r = \varepsilon_r\left(k + \frac{4}{3}\mu_p\right) + \left(\varepsilon_\theta + \varepsilon_z\right)\left(k - \frac{2}{3}\mu_p\right),$$

где

$$\mu_\rho = \mu \quad при \quad \sigma_i \le \sigma_T,$$
$$\mu_\rho = \mu\left(\frac{\sigma_i}{\sigma_T}\right)^{\frac{m-1}{m}} \quad при \quad \sigma_i \ge \sigma_T, \quad (50)$$
$$\sigma_i = \sigma_{i\,нетто}\alpha_\sigma$$

4. Оценка прочности и устойчивости нефтепровода.

4.1 Проверка нефтепровода на прочность

Общие данные:

Рабочее давление: P = 4,3 МПа;

Труба прямошовная D_H = 1220 мм, марка стали 17Г1С;

Номинальная толщина стенка $\delta_н$, мм: 16;

$\sigma_{вр}$ = 570 МПа, $\sigma_т$ = 410 МПа;

Модуль упругости стали: $E = 2{,}06 \cdot 10^5$ МПа;

Плотность стали $P_{ст}$ = 7850 кг/м^3;

Продукт перекачки: нефть;

Коэффициент линейного расширения металла трубы: $\alpha = 1{,}2 \cdot 10^{-5}$;

Коэффициент поперечной деформации в стадии упругой работы металла (коэффициент Пуассона): $\mu = 0{,}3$

Подземный участок трубопровода:

Категория участка – I;

Грунт (глина): $\gamma_{гр}$ = 16,8 кН/м^3;

Высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта h = 0,8 м.

Надземный переход подземного трубопровода и надземный трубопровод со слабоизогнутыми компенсационными участками:

Длина перехода: l = 150 м – ширина перекрываемого естественного препятствия;

Высота перехода: $H_{тр}$ =12,0 м – высота перехода над поверхностью земли;

Температурный перепад: $\Delta t = \pm 42\,^{o}C$;

Нормативное значение веса снегового покрова для района (IV) строительства: $P_{СН}^{H}$ = 2000 Н/м^2;

Толщина слоя гололеда в зависимости от района (III) строительства:

b = 10 мм;

Нормативное значение ветрового давления для района (VI) строительства:

W_0 = 730 Н/м^2

Подземный участок трубопровода на заболоченной местности:

Длина участка на обводненном участке: $L_1 = 160$ м.

Длина участка на заболоченном участке: $L_1 = 135$ м.

Толщина изоляционной ленты Полилен МВ = 0,63 мм;

Толщина обертки Полилен О = 0,65 мм. Изоляция двухслойная.

Удельный вес воды $\gamma_в = 10500 \frac{Н}{м^2}$

4.1.1. Определение толщины стенки нефтепровода.

Определяем расчетную толщину стенки трубопровода по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_н}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1{,}1 \cdot 4{,}3 \cdot 1{,}22}{2 \cdot (290{,}8 + 1{,}1 \cdot 4{,}8)} = 0{,}0108\ м, \qquad (51)$$

где *n=1,1* - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе [1. табл. 13];

P=4,3 МПа -рабочее давление в трубопроводе;

D_H*=1,22 м* — наружный диаметр трубы;

R_1 —расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^н \cdot m_0}{k_1 \cdot k_н} = \frac{570 \cdot 0{,}75}{1{,}47 \cdot 1} = 290{,}8 МПа, \qquad (52)$$

где m_0*=0,75* - коэффициент условий работы трубопровода [1, табл. 1];

k_1 *=1,47* - коэффициент надежности по материалу [1,табл . П1.1];

$k_н$ =1 - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимется в зависимости от категории трубопровода [1. табл. 11];

$R_1^н = 570МПа$- нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр}$, МПа;

Принимаем $\delta = 10мм$.

Определяем наличие действующих продольных осевых напряжений.

Продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_н}, \qquad (53)$$

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} град$ - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 МПа$ – модуль упругости Юнга;

μ=0,3 - коэффициент Пуассона;

Δt-расчетный температурный перепад.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 290,8}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} = 35,2^\circ; \qquad (54)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1-0,3) \cdot 290,8}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11}} = 82,3^\circ. \qquad (55)$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

$$\sigma_{прN} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_н} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 82,3 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 4,3 \cdot 1,188}{2 \cdot 0,01} = -145 МПа.$$

Т.к. $\sigma_{прN}$ имеет отрицательное значение, то присутствуют сжимающие напряжения.

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{145}{290,8}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{145}{290,8} = 0,65 \qquad (56)$$

Пересчитываем толщину стенки с учетом коэффициента двухосного напряженного состояния:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_н}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 4,3 \cdot 1,22}{2 \cdot (290,8 \cdot 0,65 + 1,1 \cdot 4,3))} = 0,015 мм, \qquad (57)$$

Принимаем толщину стенки до $\delta = 15мм$.

4.1.2. Проверка на прочность в продольном направлении.

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$\left|\sigma_{прN}\right| \le \psi_2 \cdot R_1, \qquad (58)$$

где $\sigma_{прN} = -145\,МПа$ - продольное осевое напряжение;

$\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_н} = \frac{1{,}1 \cdot 4{,}3 \cdot 1{,}19}{2 \cdot 0{,}015} = 188{,}3\,\text{МПа}; \qquad (59)$$

ψ_2- коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб. Т.к. $\sigma_{прN}<0$, ψ_2 определяется по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot \left(\frac{188{,}3}{290{,}8}\right)^2} - 0{,}5 \cdot \frac{188{,}3}{290{,}8} = 0{,}5 \qquad (60)$$

Вычисляем комплекс:

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0{,}5 \cdot 290{,}8 = 145{,}4МПа\,. \qquad (61)$$

$$145МПа < 145{,}4МПа\,.$$

Прочность трубопровода в продольном направлении обеспечена.

4.1.3. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$\left|\sigma_{пр}^{н}\right| \le \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R_2^н;\ \sigma_{кц}^{н} \le \frac{m_0}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R_2^н; \qquad (62), (63)$$

где $\sigma_{пр}^{н}$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб. Т.к. продольные напряжения $\sigma_{пр}^{н}<0$, то:

$$\psi_3 = \sqrt{1-0{,}75\cdot\left(\frac{\sigma^{н}_{кц}}{\frac{m_0}{0{,}9\cdot k_н}\cdot R^{н}_2}\right)^2} - 0{,}5\cdot\frac{\sigma^{н}_{кц}}{\frac{m_0}{0{,}9\cdot k_н}\cdot R^{н}_2} = \sqrt{1-0{,}75\cdot\left(\frac{170{,}5}{\frac{0{,}75}{0{,}9\cdot 1}\cdot 410}\right)^2} - 0{,}5\cdot\frac{170{,}5}{\frac{0{,}75}{0{,}9\cdot 1}\cdot 410} = 0{,}65$$

$R_2^{н}$ =410 МПа- нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек}$;

$\sigma_{кц}^{н}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа,определяемые по формуле:

$$\sigma^{н}_{кц} = \frac{P\cdot D_{вн}}{2\cdot\delta_н} = \frac{4{,}3\cdot 1{,}19}{2\cdot 0{,}015} = 170{,}5 МПа \qquad (64)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}^{н}$ определяются по формуле:

$$\sigma^{н}_{пр} = \mu\cdot\sigma^{н}_{кц} - \alpha\cdot E\cdot\Delta t \pm \frac{E\cdot D_н}{2\cdot\rho};$$

$$\sigma^{н}_{пр} = 0{,}3\cdot 170{,}5 - 1{,}2\cdot 10^{-5}\cdot 2{,}06\cdot 10^{11}\cdot 82{,}3 \pm \frac{2{,}06\cdot 10^{11}\cdot 1{,}22}{2\cdot 1800} = -217\ МПа$$

где ρ=1800 *м* - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям $\sigma_{пр}^{н}$,МПа.

Вычисляем комплекс

$$\psi_3\cdot\frac{m_0}{0{,}9\cdot k_н}\cdot R^{н}_2 = 0{,}65\cdot\frac{0{,}75}{0{,}9\cdot 1}\cdot 410 = 222\ МПа;$$

$$\frac{m_0}{0{,}9\cdot k_н}\cdot R^{н}_2 = \frac{0{,}75}{0{,}9\cdot 1}\cdot 410 = 341 МПа.$$

$$|-217| МПа < 222 МПа;\ 170{,}5 МПа < 341 МПа.$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

4.2. Проверка общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$S \le m_0 \cdot N_{кр}; \qquad (65)$$

где S - эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, МН;

$N_{кр}$ — продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле:

$$S = \left[(0{,}5-\mu)\cdot\sigma_{кц} + \alpha\cdot E\cdot\Delta T\right]\cdot F = \left[(0{,}5-0{,}3)\cdot 188{,}3 + 1{,}2\cdot 10^{-5}\cdot 2{,}06\cdot 10^{11}\cdot 40\right]\cdot 0{,}057 = 5{,}63 МН$$

;

где $\Delta T = t_э - t_{зам} = 15-(-25) = 40^\circ$; (66)

F- площадь поперечного сечения трубы, м^2:

$$F = \frac{\pi}{4}\cdot\left(D_н^2 - D_{вн}^2\right) = \frac{3{,}14}{4}(1{,}22^2 - 1{,}19^2) = 0{,}057 м^2; \qquad (67)$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр} = 4{,}09\cdot\sqrt[11]{P_0^2\cdot q_{верт}^4\cdot F^2\cdot E^5\cdot J^3}; \qquad (68)$$

где P_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

J- осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64}\cdot\left(D_н^4 - D_{вн}^4\right) = \frac{3{,}14}{64}\cdot(1{,}22^4 - 1.19^4) = 0{,}001 м^4; \qquad (69)$$

$q_{верт}$ - сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_н \cdot \left(h_0 + \frac{D_н}{2} - \frac{\pi \cdot D_н}{8} \right) + q_{тр} = 26777 Н/м. \quad (70)$$

Величина P_0 определяется по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_н \cdot \left(C_{гр} + P_{гр} \cdot tg\varphi_{гр} \right) = 3{,}14 \cdot 1{,}22 \cdot (25000 + 18378 \cdot tg16^\circ) = 97654 Н/м;$$

где $C_{гр}$=*25000 Па* - коэффициент сцепления глины [24, табл.4.3];

$P_{гр}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с глиной;

$\varphi_{гр} = 16^\circ$ - угол внутреннего трения глины.[24, табл.4.3]

Величина $P_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_н \left[\left(h_0 + \frac{D_н}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_н}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^0 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_н}; \quad (71)$$

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0{,}8 \cdot 16800 \cdot 1{,}22 \left[\left(0{,}8 + \frac{1{,}22}{8} \right) + \left(0{,}8 + \frac{1{,}22}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^0 - \frac{16^0}{2} \right) \right] + 10814{,}4}{3{,}14 \cdot 1{,}22} = 18378 Н/м;$$

где $n_{гр}$=*0,8*- коэффициент надежности по нагрузке от веса глины;

$\gamma_{гр}$=*16,8 кН/м*^{3} -удельный вес глины;

h_0=*0,8 м* - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{тр}$ —расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_м + q_и + q_{пр} = 3784 + 378{,}4 + 6652 = 10814{,}4 Н/м \quad (72)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы:

$$q_м = n_{св} \cdot \gamma_м \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \left(D_н^2 - D_{вн}^2 \right) = 0{,}95 \cdot 78500 \cdot \frac{3{,}14}{4} (1{,}22^2 - 1{,}19^2) = 3784 \text{ Н/м}; \quad (73)$$

где $n_{св}$ =0,95 - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_м$ = 78500 Н/м^3- удельный вес стали, из которой изготовлены трубы.

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_и = 0{,}1 \cdot q_м = 0{,}1 \cdot 3784 = 378{,}4 Н/м. \quad (74)$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = \rho_р \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 870 \cdot 9{,}81 \cdot \frac{3{,}14 \cdot 1{,}19^2}{4} = 6652 \text{ Н/м.} \quad (75)$$

Определяем продольное критическое усилие:

$$N_{кр} = 4{,}09 \cdot \sqrt[11]{26777^4 \cdot 0{,}057^2 \cdot (2{,}06 \cdot 10^{11})^5 \cdot 0{,}001^3 \cdot 97654^2} = 26{,}8 MH.$$

Вычисляем комплекс:

$$m_0 \cdot N_{кр} = 0{,}75 \cdot 26{,}8 = 20{,}1 \text{ МН};$$

$$6{,}6 < 20{,}1 MH.$$

Общая устойчивость трубопровода в продольном направлении в случае пластической связи трубопровода с грунтом обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов вслучае упругой связи с грунтом:

$$N_{кр}^2 = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_н \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 10^6 \cdot 1{,}22 \cdot 2{,}06 \cdot 10^{11} \cdot 0{,}001} = 70{,}9 MH; \quad (76)$$

где $к_0$=5, МН/м^3 - коэффициент нормального сопротивления глины.

Вычисляем комплекс:

$$m_0 \cdot N^2{}_{кр} = 0{,}75 \cdot 70{,}9 = 53{,}2 \text{ МН};$$

$$6{,}6 < 53{,}2 MH.$$

Условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом:

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{870 \cdot \sqrt[3]{\frac{26777}{2{,}06 \cdot 10^{11} \cdot 0{,}001}}} = 0{,}038; \quad (77)$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{верт} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{97654 \cdot 0{,}057}{26777 \cdot 0{,}001}}}{\sqrt[3]{\frac{26777}{2{,}06 \cdot 10^{11} \cdot 0{,}001}}} = 179. \quad (78)$$

По номограмме определяем коэффициент - $\beta_N = 18$ [24, рис.4.2].

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

$$N_{кр}^{3} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{верт}^2 \cdot E \cdot J} = 22 \cdot \sqrt[3]{26777^2 \cdot 2{,}06 \cdot 10^{11} \cdot 0{,}001} = 17{,}5\,\text{МН}. \quad (79)$$

$$N_{кр}^{4} = 0{,}375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0{,}375 \cdot 26777 \cdot 870 = 8{,}73\text{МН}.$$

Вычисляем комплекс:

$$m_0 \cdot N_{кр}^{3} = 0{,}75 \cdot 17{,}5 = 13{,}1МН;\ m_0 \cdot N_{кр}^{4} = 0{,}75 \cdot 8{,}73 = 6{,}54МН,$$

$$6{,}6МН > 6{,}54МН.$$

Условие устойчивости для криволинейных участков не выполняется.

Увеличим устойчивость криволинейных участков, увеличив радиус изгиба трубопровода до 1800м.

- **4.2.1. Расчет перехода через естественное препятствие.**

Расчет балочных переходов без компенсации продольных деформаций.

Длина перекрываемого пролета

$$l = \sqrt{\frac{12 \cdot W \cdot \left(R_2 - \sigma_{пр.р}\right)}{q_{тр}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0{,}013 \cdot \left(410 - 96\right)}{0{,}003018}} = 60{,}3м \quad (80)$$

где $\sigma_{пр.р}$- расчетные продольные напряжения от действия внутреннего давления, определяемые для защемленного трубопровода:

$$\sigma_{пр.р} = \frac{n \cdot P \cdot D_{ВН}}{4 \cdot \delta} = \frac{1{,}1 \cdot 4{,}3 \cdot 1{,}22}{4 \cdot 0{,}015} = 96МПа \quad (81)$$

W- момент сопротивления поперечного сечения трубы:

$$W = \pi \cdot R_{ср}^{\ 2} \delta = 3{,}14 \cdot 0{,}51^2 \cdot 0{,}015 = 0{,}012м^3 \quad (82)$$

$q_{тр}$- полная расчетная нагрузка:

$$q_{тр} = q_м + q_и + q_{пр} + q_{снег} + q_{лед} \quad (83)$$

$q_м = 3784\,Н/м$ – нагрузка от собственного веса трубы;

$q_{из} = 378{,}4Н/м$ – нагрузка от веса изоляции;

$q_{пр} = 6652\,Н/м$ – нагрузка от веса продукта;

$q_{снег}$ – снеговая нагрузка на трубопровод:

$$q_{снег} = n_c \cdot P^{н}_{сн} \cdot C_c \cdot B_г = 1{,}4 \cdot 2000 \cdot 0{,}4 \cdot 0{,}786 = 880\,Н/м \qquad (84)$$

n_c = *1,4* - коэффициент надежности по нагрузке от веса снегового покрова,принимаемое по СНиП 2.01.07-85*;

C_c = *0,4* – коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к весу снегового покрова на единицу площади на уровне прокладки одиночного трубопровода;

$B_г = 0{,}77 \cdot D_{ни} = 0{,}77 \cdot 1{,}222 = 0{,}940\,м$ – ширина горизонтальной поверхности надземного трубопровода;

$D_{ни} = 1222\,мм$ - наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия;

$q_{лед}$ – гололедная нагрузка на трубопровод;

$$q_{снег} = 1{,}7 \cdot 10^4 \cdot n_{лед} \cdot b \cdot k \cdot D_{ни} = 1{,}7 \cdot 10^4 \cdot 1{,}3 \cdot 1{,}222 \cdot 0{,}01 \cdot 1{,}2 = 275\,Н/м \qquad (85)$$

$n_{лед} = 1{,}3$ - коэффициент надежности по гололедной нагрузке;

$b = 10мм$– толщина стенки гололеда;

$k = 1{,}2$ – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от высоты трубопровода от поверхности земли.

$$q_{тр(зимой)} = 3784 + 378{,}4 + 6652 + 940 + 275 = 12029{,}4\,Н/м.$$

$$q_{тр(летом)} = 3784 + 378{,}4 + 6652 = 10814{,}4\,Н/м$$

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой $q_{тр(зимой)}$:

$$f_q = \frac{q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{0{,}011824 \cdot 60{,}3^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0{,}001} = 0{,}331\,м \qquad (86)$$

Продольное усилие, действующее в трубопроводе при нагревании:

$$N = 0{,}3 \cdot \sigma_{кц} \cdot F - \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta t = 0{,}3 \cdot 170{,}5 \cdot 0{,}057 - 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 0{,}057 \cdot 2{,}06 \cdot 10^5 \cdot 48 = -4{,}85МН$$

Критическая (Эйлерова) сила:

$$N_{кр} = -\frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{(\eta \cdot l)^2} = -\frac{3{,}14^2 \cdot 206000 \cdot 0{,}001}{(0{,}6 \cdot 60{,}3)^2} = -91МН \qquad (87)$$

Коэффициент:

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-4,7}{-91} = 0,053. \quad (88)$$

Фактическая стрела прогиба:

$$f_{факт} = \frac{f_q}{(1-\xi)} = \frac{0,331}{0,95} = 0,348\,м\,. \quad (89)$$

Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной нагрузки $q_{тр}$:

$$M_1 = \frac{q_{тр} \cdot l^2}{12} = -\frac{0,0120294 \cdot 60,3^2}{12} = -3,8 МН \cdot м \quad (90)$$

Изгибающий момент от действия продольной силы:

$$M_2 = N \cdot f_{факт} = -4,7 \cdot 0,348 = -1,6 МН \cdot м \quad (91)$$

Суммарный изгибающий момент:

$$M = M_1 + M_2 = -3,8 - 1,6 = -5,4 МН \cdot м \quad (92)$$

Продольные напряжения:

$$\sigma_{пр} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W} = \frac{-4,7}{0,057} + \frac{-5,4}{0,012} = -532,45 МПа \quad (93)$$

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении:

$$\left|\sigma_{пр}\right| \le \psi_4 R_2 \quad (94)$$

ψ_4- коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода:

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_2} = 0,7$$

532,45 МПа ‹ 287 МПа - условие не выполняется.

Устанавливаем три опоры, разделив переход на четыре равных пролета 150/4=37,5м.

Соответствующая стрела прогиба, вызванная расчетной нагрузкой $q_{тр(зимой)}$:

$$f_q = \frac{q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{0,0120294 \cdot 37,5^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0,001} = 0,082\,м$$

Продольное усилие, действующее в трубопроводе при нагревании:

$$N = 0{,}3 \cdot \sigma_{кц} \cdot F - \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta t = 0{,}3 \cdot 187{,}6 \cdot 0{,}057 - 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 0{,}057 \cdot 2{,}06 \cdot 10^{5} \cdot 48 = -3{,}55 МН$$

Критическая (Эйлерова) сила:

$$N_{кр} = -\frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{(\eta \cdot l)^2} = -\frac{3{,}14^2 \cdot 206000 \cdot 0{,}001}{(0{,}6 \cdot 41{,}8)^2} = -192 МН$$

Коэффициент:

$$\xi = \frac{N}{N_{кр}} = \frac{-4{,}7}{-192} = 0{,}024.$$

Фактическая стрела прогиба:

$$f_{факт} = \frac{f_q}{(1-\xi)} = \frac{0{,}082}{0{,}976} = 0{,}084 м.$$

Изгибающий момент в наиболее напряженном опорном сечении от действия расчетной нагрузки $q_{тр}$:

$$M_1 = \frac{q_{тр} \cdot l^2}{12} = -\frac{0{,}0120294 \cdot 37{,}5^2}{12} = -1{,}75 МН \cdot м$$

Изгибающий момент от действия продольной силы:

$$M_2 = N \cdot f_{факт} = -4{,}7 \cdot 0{,}084 = -0{,}4 МН \cdot м$$

Суммарный изгибающий момент:

$$M = M_1 + M_2 = -1{,}75 - 0{,}4 = -2{,}15 МН \cdot м$$

Продольные напряжения:

$$\sigma_{пр} = \frac{N}{F} + \frac{M}{W} = \frac{-4{,}7}{0{,}057} + \frac{-2{,}15}{0{,}012} = -261{,}6 МПа$$

Проверка прочности трубопровода в продольном направлении:

$$\left|\sigma_{пр}\right| \le \psi_4 R_2$$

ψ_4- коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние трубопровода:

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0{,}75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2}\right)^2} - 0{,}5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_2} = 0{,}7$$

261,6 МПа ‹ 287 МПа - условие не выполняется.

Расчет многопролетного балочного перехода с компенсатором

Максимально допустимый пролет между опорами вычисляются из условия прочности по формуле:

$$L_{\max} = \sqrt{\frac{12W\left[R_2 - \sigma_{\text{ПР.Р}}\right]}{q_{TP}}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0{,}012 \cdot \left[410 - 96\right]}{0{,}0120294}} = 61{,}3м. \qquad (95)$$

$$\sigma_{\text{пр.р}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{4 \cdot \delta} = \frac{1{,}1 \cdot 4{,}3 \cdot 1{,}19}{4 \cdot 0{,}015} = 93{,}8МПа$$

Максимальный изгибающий момент в середине крайних пролетов в момент на крайних опорах равны между собой по абсолютной величине при длине консоли вычисляются по формуле:

$$M = W \cdot \left[\sigma_{пр.и}\right] = 0{,}012 \cdot 276 = 3{,}5МН \cdot м, \text{ где} \quad (96)$$

$$\left[\sigma_{пр.и}\right] = R_2 - \sigma_{пр.р} = 410 - 93{,}8 = 316{,}2МПа.$$

Так как длина перехода $l = 150$м, а длина перекрываемого пролета $L_{MAX} = 61{,}3м$, то есть

$l_{П} = l + 2 \cdot l \cdot 0{,}408 = 1{,}816 \cdot l$

$l_{П} \succ L_{MAX}$, то для достижения устойчивости необходимо установить дополнительные опоры которые вычисляются по формуле:

n = 4, $$l = L_{П} = \frac{l_{П}}{\left(n + 0{,}816\right)} = \frac{150}{4{,}816} = 31{,}14м \prec 60{,}3м$$

таким образом получаем 4 пролета, то есть 3 опоры.

Максимальный фактический прогиб в середине пролета

$$f_{ф} = \frac{2 \cdot q_{тр} \cdot l^4}{384 \cdot E \cdot J} = \frac{2 \cdot 0{,}0120294 \cdot 31{,}14^4}{384 \cdot 206000 \cdot 0{,}001} = 0{,}067м$$

Изгибающие моменты M_{xmax} и $M_{оп:}$

$$M_{xmax} = \left| M_{оп} \right| = \frac{q_{тр} \cdot l^2}{16} = \frac{0{,}0120294 \cdot 31{,}14^2}{16} = 0{,}73МН \cdot м.$$

Расчет компенсаторов.

Максимально допустимые напряжения

$$\left[\sigma_{комп.}\right] = R_2 - 0{,}5 \cdot \sigma_{кц} - \left|\sigma_{м}\right| = 410 - 0{,}5 * 187{,}6 - 0 = 316{,}2 МПа.$$

При продольном перемещении трубопровода за счет его удлинения максимальная величина $\Delta_к$

$$\Delta_{к1} = \Delta_p + \Delta_t = L \cdot \left(\frac{0{,}2 \cdot \sigma_{кц}}{E} + \alpha \cdot \Delta t \right) = 150 \cdot \left(\frac{0{,}2 \cdot 187{,}6}{206000} + 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 48 \right) = = 0{,}11\ м.$$

где L – длина надземного участка трубопровода, обслуживаемая одним компенсатором;

В случае уменьшения длины трубопровода величина $\Delta_к$ будет максимальной при внутреннем давлении P = 0

$$\Delta_{к2} = \Delta_t = L \cdot \alpha \cdot \Delta t = -150 \cdot 1{,}2 \cdot 10^{-5} \cdot 48 = -0{,}086\ м.$$

Δ_t – перепад температур при охлаждении трубопровода.

Амплитуда отклонения начальной длины в обе стороны

$A = \Delta_{к1} + |\Delta_{к2}| = 0{,}11 + 0{,}086 = 0{,}196\ м.$

Если монтаж производится так, что обеспечивается симметричная работа компенсатора в обе стороны, компенсирующая способность $[\Delta_к]$ должна отвечать условию $[\Delta_к] \geq A/2$, а длина $l_к$:

$$\Delta_к = 0{,}098\ м.$$

Если известно суммарное продольное перемещение трубопровода $\Delta_к$, определяют необходимую рабочую длину компенсатора:

$$l_к = \sqrt{\frac{3 \cdot E \cdot D_H \cdot \Delta_к}{2 \cdot [\sigma_{комп.}]}} = \sqrt{\frac{3 \cdot 206000 \cdot 1{,}02 \cdot 0{,}096}{2 \cdot 278.5}} = 10{,}4 м.$$

4.2.2. Проверка устойчивости трубопровода против всплытия.

Исходные данные:

Труба D=1220 х 15 мм;

Толщина изоляционной ленты Полилен МВ = 0,63 мм; толщина обертки Полилен О = 0,65 мм. Изоляция (обертка) двухслойная.

$$D_{из} = D_н + 2 \cdot \delta_{из} + 2 \cdot \delta_{об} = 1220 + 4 \cdot 1{,}26 + 4 \cdot 1{,}3 = 1230{,}24 мм \qquad (97)$$

$J = 0{,}001 м^4$ - момент инерции сечения трубы;

$n_{\delta} = 1{,}0$ - коэффициент надежности по нагрузке для чугунных пригрузов;

$k_{н.в.} = 1{,}15$ - коэффициент надежности устойчивоб6сти положения трубопровода против всплытия для русловых участков.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_в = \gamma_в \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_{из}^2 = 10500 \cdot \frac{3{,}14}{4} \cdot 1{,}23^2 = 9847 Н/м, \qquad (98)$$

где $\gamma_в = 10500$ $Н/м^2$ удельный вес воды.

Расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу дна траншеи и определяемая для вогнутых участков по формуле:

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho^3}, \qquad (99)$$

где $E = 2{,}1 \cdot 10^5$ $МПа$ - модуль упругости материала трубы для стали;

$\rho = 1000 м$ - радиус упругого изгиба трубопровода;

$\beta = 6^\circ 3' = 0{,}10559$ - рад.угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости на вогнутом рельефе;

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 0{,}001}{9 \cdot 0.10559^{\ 2} \cdot 1000^{\ 3}} = 400 \text{ Н/м}.$$

Расчетный вес единицы длины трубопровода в воздухе с учетом изоляции при коэффициенте надежности по нагрузке $n_{с.в.}$=0,95;

$$q_{тр} = (q_м + q_{из}) \cdot n_{с.в.} = (4455 + 193) \cdot 0{,}95 = 4415 Н/м,$$

где $q_м$ нагрузка от собственного веса металла трубы;

$$q_м = \gamma_м \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_н^2 - D_{вн}^2) = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,22^2 - 1,19^2) = 4455 Н/м$$

$\gamma_м$ =78500 $\frac{Н}{м^3}$ удельный вес металла, из которого изготовлены трубы ($\gamma_м = 78500 \frac{Н}{м^3}$ для стали);

$q_{из}$ - нагрузка от собственного веса изоляции;

$$q_{из} = (\delta_{и.п.} \cdot \rho_{и.п.} + \delta_{об} \cdot \rho_{об}) \cdot k_{из} \cdot \pi \cdot D_н \cdot g \cdot n_{с.в.}$$

$$q_{из} = (1,26 \cdot 10^{-3} \cdot 1090 + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 1055) \cdot 2,3 \cdot 3,14 \cdot 1,22 \cdot 9,81 \cdot 0,95 = 193 \frac{Н}{м};$$

$k_{из}$ *=2,3* - коэффициент, учитывающий величину нахлёста, при двухслойной изоляции (обертке);

$\delta_{и.п.}$ *=1,26* мм - толщина изоляционной ленты, для изоляционной ленты марки «Полилен МВ»;

$\rho_{и.п.} = 1090 \frac{кг}{м^3}$ - плотность изоляционной ленты, для марки «Полилен МВ»;

$\delta_{об}$=1,3 мм - толщина обертки, для марки «Полилен О»;

$\rho_{об}$=1055 $\frac{кг}{м^3}$ - плотность обертки, для марки «Полилен О»;

g=9,81 $\frac{м}{с^2}$ - ускорение свободного падения.

Горизонтальная и вертикальная составляющая воздействия внешних нагрузок на единицу длины трубопровода:

$$P_х = C_х \cdot \frac{\gamma_в}{2g} \cdot v^2 \cdot D_{н.и.}, \qquad (100)$$

$$P_х = 1 \cdot \frac{1,05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,54^2 \cdot 1,23 = 191 \frac{Н}{м};$$

$$P_у = C_у \cdot \frac{\gamma_в}{2g} \cdot v^2 \cdot D_{н.и.},$$

$$P_у = 0,66 \cdot \frac{1,05 \cdot 10^4}{2 \cdot 9,81} \cdot 0,54^2 \cdot 1,23 = 126 \frac{Н}{м};$$

C_x =1,0 ;C_y =0,66 коэффициенты для офутерованных труб;

- **4.2.3. Определение параметров балластировки**

Определение параметров балластировки для обводненного участка.

Применяем чугунные грузы массой груза $m_б = 1250$ кг, $R_1 = 490$ *мм, R* $_2 = 430$ *мм, R*$_3$ *= 320 мм, A=490 мм, M=970 мм.*

Нормативный вес балластировки на обводненном участке

$$q^{н}_{бал.в.} = \frac{1}{n_{\delta}} \cdot (k_{н.в.} \cdot q_в + q_{изг} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{тр} - q_{доп}), \qquad (101)$$

где $n_δ$ - коэффициент надежности по нагрузке;

$k_{н.в.}$ - коэффициент надежности против всплытия;

$q_в$ - расчетная выталкивающая сила воды;

$q_{изг}$ - расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода соответственно рельефу;

k - коэффициент трения трубы о грунт при поперечных перемещениях, k=0,55-для гравелистого грунта.

$q_{доп}$ - расчетная нагрузка от веса продукта ($q_{доп} = 7787 \frac{Н}{М}$);

$$q^{н}_{бал.в.} = \frac{1}{1} \cdot (1{,}15 \cdot 9847 + 400 + 126 + \frac{191}{0{,}55} - 4415 - 7787) = 385 \frac{Н}{м}$$

2.6.3.Вес балластировки в воздухе

$$q^{н}_{бал} = q^{н}_{бал.в.} * \frac{\gamma_б}{\gamma_б - \gamma_в * k_{н.в.}}, \qquad (102)$$

$$q^{н}_{бал} = 385 \cdot \frac{7{,}025 \cdot 10^4}{7{,}025 \cdot 10^4 - 1{,}05 \cdot 10^4 \cdot 1{,}15} = 468 \frac{Н}{м};$$

$\gamma_б$ - удельный вес материала пригрузки, $\gamma_б = 7{,}025 * 10^4 \frac{Н}{м^3}$;

$\gamma_в$ - плотность воды.

Расстояние между грузами:

$$l = \frac{m_б * (\gamma_б - \gamma_в)}{q_{бал} * \gamma_б}, \qquad (103)$$

$$l_1 = \frac{12500\,(70250 - 10500)}{468 \cdot 70250} = 23\,м$$

Количество грузов:

$$n = \frac{L}{l},$$

гдеL длина участка $(L_1 = 160\,м)$.

$$n_1 = \frac{160}{21} = 6{,}95$$

Понадобится 7 комплектов.

5. Оценка малоцикловой долговечности по критерию зарождения

трещины.

Исходные данные:

Диаметр трубопровода $D_н = 1220\,мм$;

Толщина стенки $\delta = 15мм$;

Рабочее давление в трубопроводе $P = 4{,}3МПа$;

Длина дефектного участка $L = 0{,}03м$;

Глубина $t_к = 10мм$;

Первоначальная площадь поперечного сечения прокорродированного участка:

$$S_0 = L \cdot \delta = 0{,}03 \cdot 0{,}015 = 0{,}00045\ м^2. \qquad (104)$$

Площадь поперечного сечения прокорродированного участка:

$$S = \frac{2}{3} L \cdot t_k = \frac{2}{3} \cdot 0{,}026 \cdot 0{,}009 = 0{,}0002 м^2, \qquad (105)$$

Поправочный коэффициент Фолиаса:

$$M = \sqrt{1 + \frac{0{,}8 \cdot L^2}{D \cdot \delta}} = \sqrt{1 + \frac{0{,}8 \cdot 0{,}03^2}{1{,}22 \cdot 0{,}015}} = 1{,}02. \qquad (106)$$

Предел текучести:

$$\overline{\sigma}_T = 1{,}1 \cdot \overline{\sigma}_T^н = 1{,}1 \cdot 410 = 451 МПа,$$

где $\overline{\sigma}_T^н = 360\,МПа$ - нормативный предел текучести по спецификации.

Кольцевые напряжения в трубе:

$$\sigma_{кц} = \frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M} \cdot \overline{\sigma}_T = \frac{0{,}00045 - 0{,}0002}{0{,}00045 - 0{,}0002 \cdot 1{,}02} \cdot 451 = 458\,МПа. \qquad (107)$$

Поскольку напряжение $\sigma_{кц}$ не должно превышать напряжение предела текучести, определяемого при напряжении $\overline{\sigma}_T^н = 410\,МПа$:

					Исследование напряженно-деформированного состояния и оценка прочности и остаточного ресурса линейной части магистрального нефтепровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Букреев В.А.			$\frac{S_0 - S}{S_0 - S \cdot M} \cdot \overline{\sigma}_T = \frac{0{,}00045 - 0{,}0002}{0{,}00045 - 0{,}0002 \cdot 1{,}02} \cdot 410 = 416\,МПа$,	Лит.	Лист 59 / Листов 3
Руковод.		Саруев А.Л.					
Консульт.					Оценка малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещины		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				НИ ТПУ гр. 2БМ4Б	

то проведем расчет трубопровода на малоцикловую прочность.

Коэффициент концентрации:

$$\alpha_{\sigma} = \frac{\alpha_{\sigma 1} + \alpha_{\sigma 2}}{2};$$

Коэффициент концентрации напряжений для каверны полуэллиптической формы:

$$\alpha_{\sigma 1} = 1 + \frac{2 \cdot \frac{t_н}{\delta}\left(1{,}12 - 0{,}48 \cdot \frac{t_н}{l_н} + 0{,}19\left(\frac{2\varphi}{\pi}\right)^2 \cdot \frac{t_н}{l_н} - 2 \cdot \frac{t_н}{\delta}\right)}{1 - \frac{t_н}{\delta} \cdot \left(1 - 0{,}75 \cdot \frac{t_н}{l_н}\right)}; \qquad (108)$$

$$\alpha_{\sigma 1} = 1 + \frac{2 \cdot \frac{9}{15}\left(1{,}12 - 0{,}48 \cdot \frac{10}{30} + 0{,}19\left(\frac{2 \cdot \frac{\pi}{12}}{\pi}\right)^2 \cdot \frac{10}{30} - 2 \cdot \frac{10}{15}\right)}{1 - \frac{10}{15} \cdot \left(1 - 0{,}75 \cdot \frac{10}{30}\right)} = 0{,}69.$$

Коэффициент концентрации напряжений для каверны треугольной формы:

$$\alpha_{\sigma 1} = \left(1 + 2 \cdot \frac{t_k}{L}\right)\left(\frac{\delta}{\delta - t_k}\right), \qquad (109)$$

$$\alpha_{\sigma 1} = \left(1 + 2 \cdot \frac{10}{30}\right)\left(\frac{15}{15 - 10}\right) = 5.$$

$$\alpha_{\sigma} = \frac{0{,}69 + 5}{2} = 2{,}8.$$

$$\varepsilon_1 = \frac{\overline{\sigma}}{E} = \frac{416}{2{,}06 \cdot 10^5} = 0{,}002. \qquad (110)$$

$$K_S = \frac{2 \cdot \overline{\sigma}}{\sigma} = \frac{2 \cdot 416}{458} = 1{,}81. \qquad (111)$$

Упругопластический коэффициент деформации:

$$K_{\varepsilon} = \frac{\alpha_{\sigma}^2}{K_S} = \frac{2{,}8^2}{1{,}81} = 4{,}33.$$

$$\varepsilon_p = \varepsilon_1 \cdot K_\varepsilon = 0{,}002 \cdot 4{,}33 = 0{,}0087 \ .$$

$$\varepsilon_0 = \varepsilon + \varepsilon_p = 0{,}0087 + 0{,}002 = 0{,}0107 \ .$$

$$\varepsilon = 2\varepsilon_0 = 2 \cdot 0{,}0107 = 0{,}0214 = 2{,}14\%$$

Число допустимых циклов: $N_ц = 2400$.

Срок службы: $i = \frac{N_ц}{360} = 6{,}6$ года.

6.1. Конечно-элементный анализ.

При решении возможности эксплуатации вышедшего из строя трубопровода, а также при разработке критериев, которые бы определяли вывод в ремонт, либоконтроль за ним, либо принятие дополнительных мероприятий по обеспечению эксплуатационной надежности, основное внимание уделяют анализу напряженно-деформированного состояния с учетом реально действующих нагрузок и разработке критериев прочности и устойчивости, на основании которых формируют соответствующие инженерно-технические мероприятия[11].

Натурные исследования нагрузок в процессе эксплуатации дают возможность научно обосновать на стадии проектирования выбор размеров, материалов и конструктивных решений. Решение же этих задач позволяет задавать оптимальные технологические режимы эксплуатации и прогнозировать изменение механических свойств и целостности трубопровода.

Потребность научно – исследовательских организаций и промышленности в универсальных и надежных для пользователя программах, реализующих широкий спектр расчетов (статических, динамических, тепловых и др.) послужила толчком к разработке прикладных программ конечно – элементного анализа. Это известные программные продукты ANSYS и DesignSpace фирмы ANSYSCorporation; Cosmos/MDesigner, Cosmos/DesignStar, Cosmos/Works фирмы StructuralReseach&AnalysisCorporation; DesignWorks фирмы CADSI; АПМ WinMachine Центра программного и научного обеспечения АПМ и др.

Все вышеупомянутые программные комплексы различных фирм можно разделить на две основные группы[10].

К первой группе относятся программы конечно – элементного анализа (Cosmos, Works, DesignSpace, MSC/InCherck), располагающие необходимым инструментами для быстрого расчета и анализа элементов или сборочных единиц в среде их разработке. Для удобства пользователей при этом реализуются алгоритмы автоматического разбиения конструкции на конечные элементы, схемы назначения граничных условий и приложения нагрузок.

Несмотря на указанные достоинства, программы данной группы имеют ограниченный набор инструментов для создания и расчета моделей с усложненными свойствами по функциональным схемам, граничным условиям, нагрузкам, геометрическим особенностям и др.

Построенные в этих программах расчетные модели не всегда решают поставленные задачи. Это заставляет использовать более полные программы конечно – элементного анализа.

Вторая группа – это программы, ориентированные в первую очередь на подготовку полноценной конечно – элементной модели с максимальными возможностями моделирования, учета особенностей геометрического, силового характера и выполнения различных видов расчетов.

К данной группе относится рассматриваемая система моделирования конечно – элементного анализа конструкций ANSYS.

Успех программного продукта ANSYS достигнут на основании следующих важнейших отличительных особенностей:

- Ansys – единственная конечно-элементная система с таким полным охватом явлений различной физической природы: прочность, теплофизика, гидрогазодинамика и электромагнетизм с возможностью решения связанных задач, объединяющих все перечисленные виды;
- Широчайшая интеграция и двухсторонний обмен данными со всеми CAD / CAE / CAM – системами;
- Открытость (то есть модифицируемость и дополняемость);
- Ansys первый и единственный, разработанный и сертифицированный согласно международным стандартам ISO 9000 и ISO 9001;

- Самый высокий показатель «эффективность/стоимость»;

Все поступающие ресурсы требуют учета принятого и отданного сырья, от технического состояния приборов зависит точность измерительной операции. Стабильность эксплуатационных характеристик оборудования напрямую зависит от целостности конструкции и сохранения присоединительных размеров, поэтому так важно знать о напряженно-деформированном состоянии, как всей измерительной линии, так и каждого прибора. Все это заставляет активно использовать в нефтегазовой отрасли технологии численного моделирования[29].

Применение численного моделирования в газовой отрасли играет ключевую роль в решении проблемы расчета НДС (напряженно-деформированного состояния) при разных нагрузках, а также согласования с промышленными стандартами.

Программный комплекс ANSYS используется крупными проектными организациями, занимающимися проектированием объектов и сооружений трубопроводного транспорта. Изначально новые разработки и методы их испытания приборов учета опирались на высоких производственных затратах. Теперь условия возросшей конкуренции требуют модернизации процессов исследования, переход на новый уровень компьютерного моделирования, что позволяет без особых затрат средств и времени провести анализ сложной конструкции и провести ее испытания в условии изменений внутренних и внешних факторов.

Наиболее эффективным широко используемым современным средством достижения поставленной цели является использование метода конечных элементов. Сущность метода заключается в аппроксимации исследуемого тела некоторой моделью, которая представляет собой совокупность элементов с конечным числом степеней свободы. Эти элементы взаимосвязаны только в узловых точках, куда прикладываются фиктивные силы, эквивалентные поверхностным напряжениям, распределенным по границам элементов.

Метод конечных элементов позволяет значительно уменьшить затраты при разработке новых изделий, так как позволяет существенно сократить объемы или даже полностью отказаться от дорогостоящих стендовых испытаний. Кроме того с помощью метода конечных элементов в сравнительно короткие сроки оценить характеристики разных вариантов конструкций и выбрать наилучшую.

*Концепция расчетных процедур программы ANSYS*может быть разделена на три основных этапа:

• построение модели

• приложение нагрузок и получение решения;

• просмотр и анализ результатов.

Задание типов элементов:хранилище конечных элементов программы ANSYS содержит более 90 типов, каждый из которых определяет, среди прочего, применимость элемента к той или иной области расчетов характерную форму элемента, а также двух - или трехмерность элемента.

Задание констант элементов:константы элемента - это свойства, специфичные для данного типа элемента, такие, как параметры поперечного сечения балочного элемента.

Создание геометрической модели: основной целью на этапе разработки геометрической модели является создание адекватной конечно-элементной модели, состоящей из узлов и элементов. При создании конечно-элементной модели используются два метода:твердотельное моделирование и прямая генерация сетки.

Задание нагрузок и получение решения: на этом этапе выбирается тип анализа и установление его опций, прикладываются нагрузки, определяются опции для выбора шага по нагрузке и инициируется решение.

Выбор типа анализа и его опций: тип анализа выбирается на основе условий нагружения и реакции системы, которую предполагается получить. В программе ANSYS доступны следующие виды расчетов: статический (или

стационарный), динамический (или нестационарный), гармонический, модальный, спектральный и расчет устойчивости.

Просмотр результатов: для просмотра результатов можно использовать два постпроцессора программы ANSYS. Общий постпроцессор используется для анализа результатов одного шага решения и обеспечивает, среди прочего, получение линий уровня, картину деформированного состояния, листинг результатов, оценку погрешности счета, объединение расчетных случаев, проведение вычислений на основе полученных данных.

Прочностной анализ конструкций: прочностной анализ конструкций является, по-видимому, наиболее распространенным приложением метода конечных элементов. Основными неизвестными, определяемыми во всех типах прочностного анализа конструкций, являются перемещения. Остальные величины - деформации, напряжения, усилия - вычисляются по этим узловым перемещениям[14].

Кроме того, имеется возможность проводить специальные виды расчетов в области механики разрушения, прочности композитных материалов и усталостного разрушения.

По существующим нормативным документам запас прочности трубопроводов определяется с учетом нагружения трубопровода внутренним давлением при условии однородного распределения напряжений по периметру и длине трубы. В практике эксплуатации трубопроводных систем зафиксированы многократные случаи разрушения трубопроводов при рабочих давлениях ниже допускаемых. Причиной тому, в большинстве случаев, служит наличие в трубопроводе дефектов геометрии трубопроводов: изгибы, стыки, сопряжения труб разных размеров (рисунок 5.1) и локальных повреждений металла в проблемных зонах к которым, прежде всего, следует отнести зоны сварных стыков трубопровода.

Трещины, поры, включения и другие локальные дефекты (рисунок 5.2) представляют собой трехмерные объекты, различным образом ориентированные в объеме сварного шва. По этой причине использование

для анализа НДС моделей сквозной трещины, находящейся в условиях плоского однородного напряженного состояния, не всегда применимо.

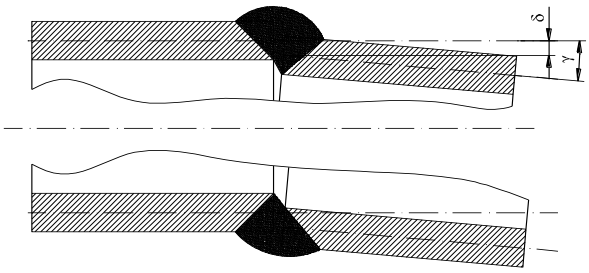


Рисунок 5.1. - Параметрическое представление сечения сварного шва для труб, повёрнутых и смещённых относительно друг друга.

Рисунок 5.2. - Разрез реального сварного шва с макро- и микродефектами.

Использование возможностей современной вычислительной техники и алгоритмов численного анализа, прежде всего метода конечных элементов позволяет исследовать проблему более детально с учетом ее специфических особенностей.

При относительно большом диаметре и тонкими по сравнению с ним стенками трубы существует вероятность возникновения погрешностей монтажа (рисунок 5.1), которые рационально охарактеризовать величинами несоосности δ и угловой погрешностью γ. На первом этапе численно анализировалось влияние этих параметров на НДС трубопровода при его нагружения внутренним давлением заданной интенсивности.

Таким образом, для исследования напряженного состояния линейного участка магистрального нефтепровода используем программу Ansys.

6.2. Моделирование нефтепровода в программном комплексе ANSYS.

Создание модели производим в следующей последовательности:

1. Задаются свойства используемого в расчетах материала. В качестве материала используется сталь 17Г1С

2. Далее создается модель линейного участка магистрального нефтепровода (рисунок 5.4.).

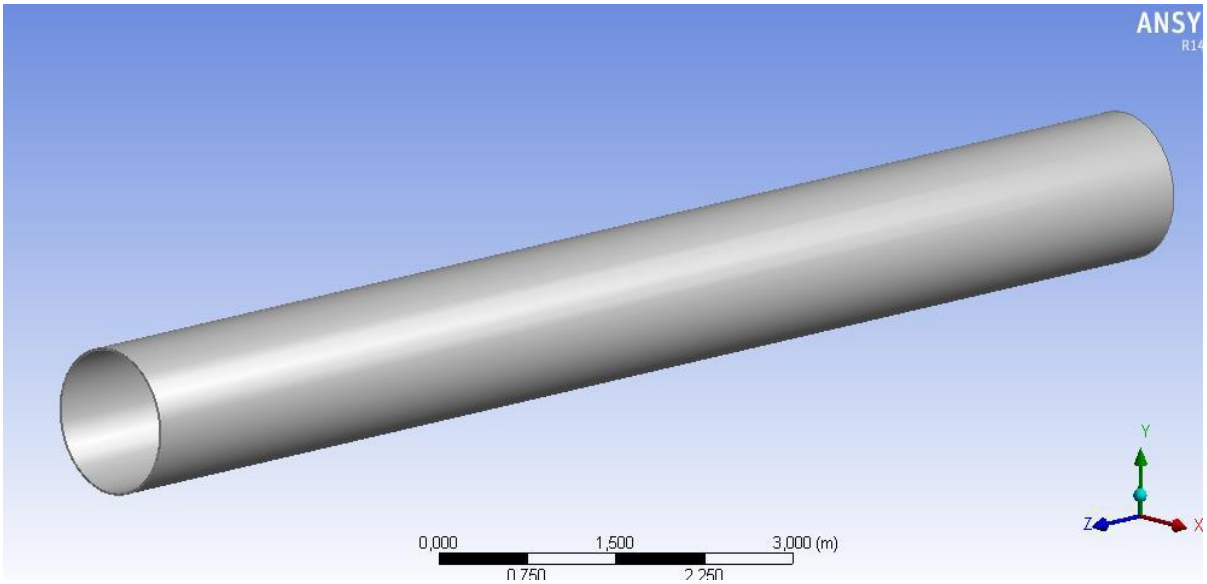


Рисунок. 5.4. - Модель исследуемого участка.

3. Производится разбиение модели на конечные элементы (рисунок 5.5.).

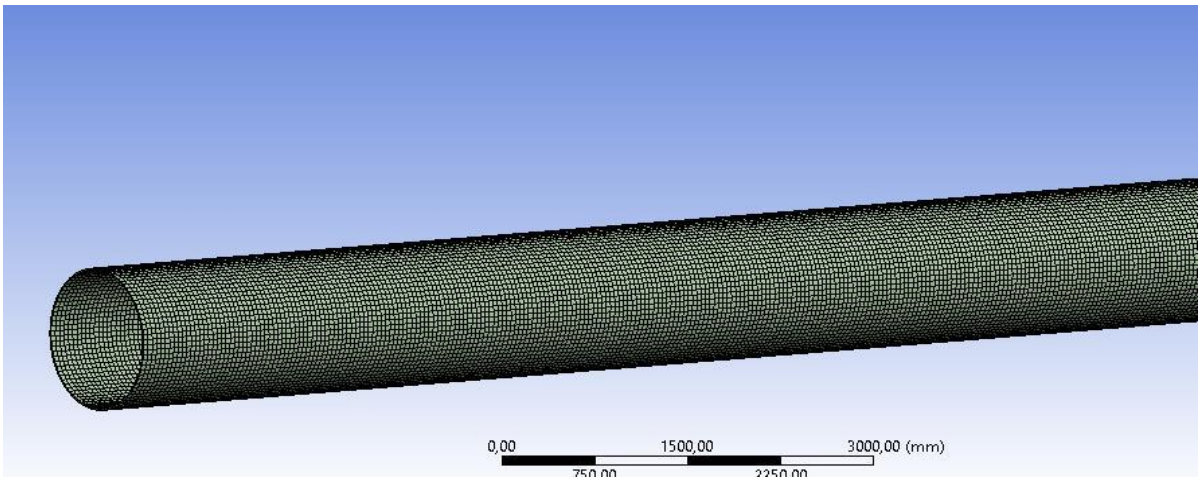


Рисунок 5.5. - Конечно – элементная сетка.

4. Закрепляем модель и прикладываем необходимые силы

6.3. Тестирование программы

Тест основан на сравнении расчетных величин, полученных классическим методом расчета по учебникам и их же – по методу конечных элементов.

Для определения соответствия расчету модели по методу конечных элементов общепринятым расчетам рассмотрим расчетную конструкцию под действием только внутреннего давления.

Рассчитав трубопровод, проверим соответствие расчета модели в Ansys общепринятой, рассчитанной классическим образом. Для этого используем созданную модель трубопровода. Приложим действие внутреннего давления, равного 4,3 МПа и произведем расчет.

Результаты расчета приведены на (рисунок 5.7.).

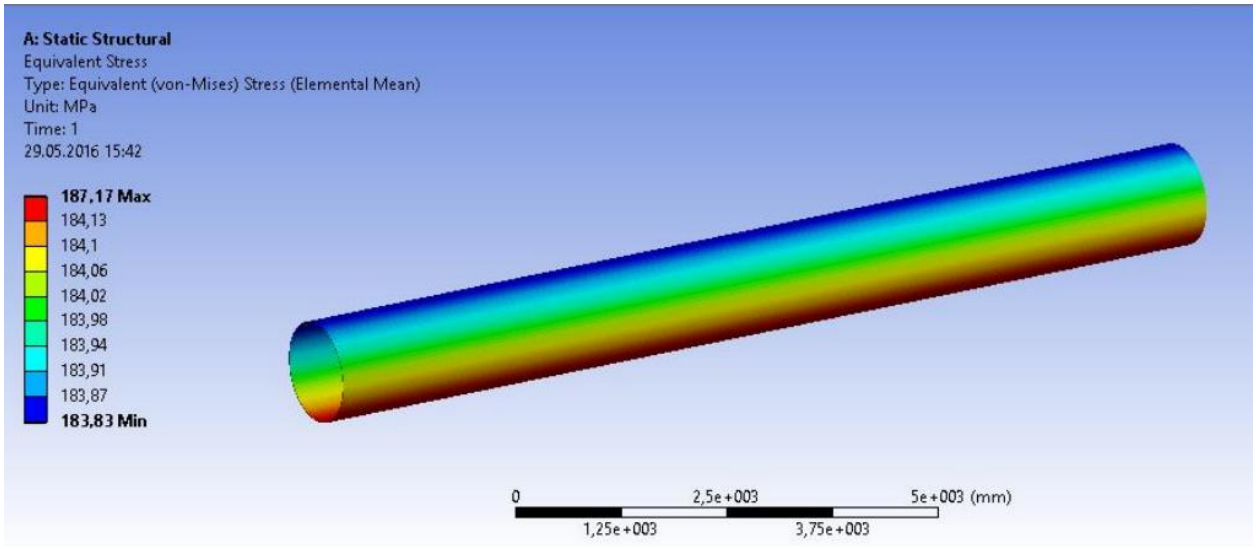


Рисунок 5.7. - Расчетные напряжения по Мизесу на исследуемом участке.

Максимальные напряжения в главной балке под действием приложенных сил по методу конечных элементов $\sigma_{эксп} = 187,17 МПа$.

Расчетное напряжение в средней части $\sigma_{экв} = 188,3 МПа$.

Погрешность расчета:

$$\Delta = \frac{\sigma_{эксп} - \sigma_{расч}}{\sigma_{эксп}} \cdot 100\% = \left| \frac{187,17 - 188,3}{187,17} \right| \cdot 100\% = 0,6\% \ . \qquad (112)$$

Таким образом, принятая модель дает адекватный результат.

6.4. Результаты расчета модели нефтепровода в программном комплексе Ansys.

Диаметр исследуемого нефтепровода D_H =1220 мм;

Рабочее давление P = 4,3 Мпа;

Характеристика материала трубы: сталь 17Г1С;

$\sigma_{вр} = 570\,МПа$;

$\sigma_т = 410\,МПа$.

На нефтепровод, кроме рабочего давления, действуют следующие нагрузки: распределенная нагрузка от веса самой трубы с изоляцией и перекачиваемой нефти. В расчетах приняты допущения об отсутствии нагрузок, действующих в зимний период и температурного влияния на нефтепровод. Расчетная схема представлена на рисунке 5.8.

В исследовательской части рассматривался случай влияния дефектов в сварном шве на прочностные характеристики участка нефтепровода. В качестве дефектов была смоделирована пористость в сварном шве (рисунок 5.8.), ведущая в дальнейшем к образованию поперечной трещины. Поры расположены не более 10% толщины от поверхности сварного стыка.

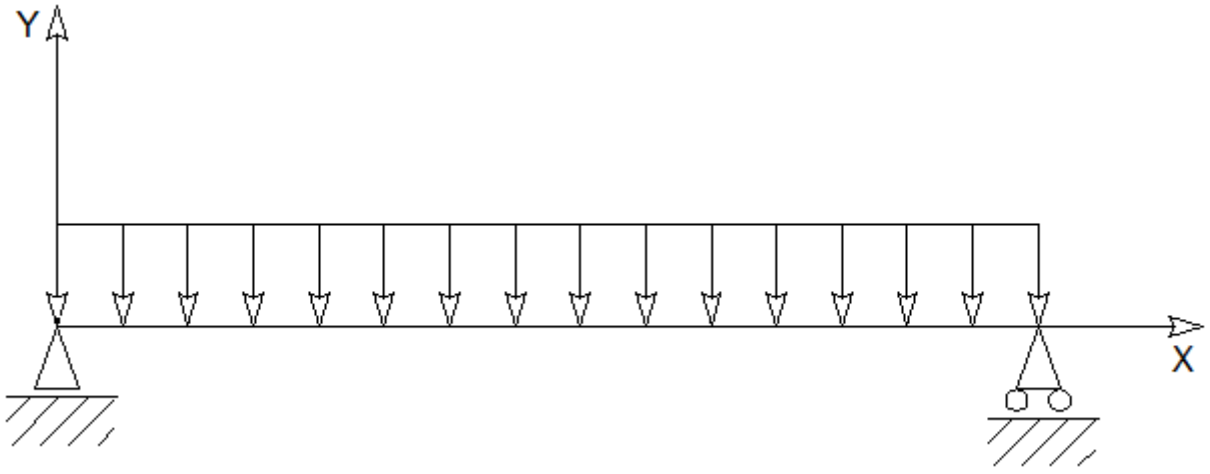


Рисунок 5.8. - Расчетная схема участка нефтепровода.

Результаты расчетов представлены на рисунке 5.9.

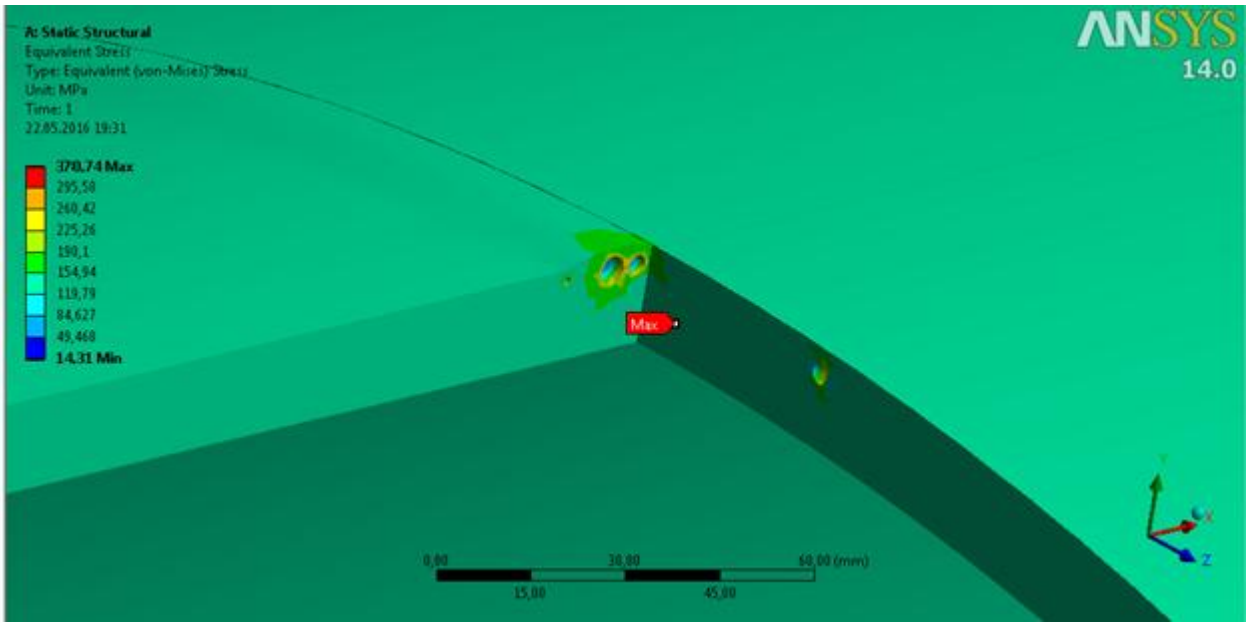


Рисунок 5.9. - Расчетные напряжения по Мизесу на исследуемом участке.

Из полученных и представленных результатов можно сделать следующие выводы:

- При наличии дефектов в сварном шве напряжения, действующие в нефтепроводе достигают величин, приближающихся к величине предела текучести материла;

- дальнейшая эксплуатация нефтепровода, без проведения ремонтных работ ведет к образованию и росту трещины, являющеюся более опасным дефектом;

Полученные результаты могут использоваться для принятия дальнейших решений по эксплуатации участка и проведению ремонтных работ.

7. Особенности эксплуатационного разрушения нефтепровода.

Наиболее опасные дефекты - трещины. Располагаются трещины в сварном шве, зоне сплавления или основном металле. По отношению к оси трубопровода трещины могут быть продольными, поперечными (кольцевыми), разветвленными или объединяться в сетку трещин. Подразделяются трещины на сквозные, поверхностные и подповерхностные. Диапазон линейных размеров трещин в трубопроводах достаточно велик: имеют место трещины длиной от долей миллиметра до нескольких десятков (сотен) миллиметров; глубина трещин ограничивается толщиной трубопровода.

Поскольку с точки зрения механики разрушения трещины являются наиболее опасными дефектами, при выявлении любой несплошности она должна быть схематизирована именно трещиной: даже если по данным неразрушающего контроля несплошность объемна, всегда имеется вероятность того, что на ней существуют заострения вплоть до трещин. При этом из всех возможных вариантов схематизации необходимо выбирать наиболее опасный с точки зрения статической и (или) циклической трещиностойкости: трещину нужно расположить так, чтобы она максимально ослабляла сечениеэлемента конструкции, а ее плоскость была нормальной к направлению действия максимальных растягивающих напряжений (разрушение I типа). Если же известно, что трещина ориентирована нормально ко второму главному напряжению, то в расчет принимают эту ориентацию.

Для схематизации всех видов несплошностей (трещин, пор, включений, непроваров и др.) используют эллиптические трещины. Поверхностный дефект, ориентированный в произвольном направлении, будем представлять полуэллиптической трещиной, размеры которой определим длиной *2c* по

поверхности оболочки и глубиной a, причем $a/c \leq 1$ (c, a - большая и малая полуоси эллипса). Точку контура, соответствующую концу малой полуоси a, будем называть вершиной трещины. Подповерхностным (внутренним) считаем дефект, у которого расстояние между ближайшей свободной поверхностью оболочки и кромкой дефекта больше, чем $a/9$, где $2a$ - глубина дефекта. В противном случае он считается поверхностным.

Можно выделить следующие этапы процесса разрушения трубопровода:

- страгивание трещины с места и ее медленный докритический рост. На этом этапе дефекты (трещины) под воздействием того или иного фактора (или совокупности факторов) увеличиваются до критических размеров;
- инициирование разрушения. В момент, когда воздействующие факторы (напряжение, температура и др.), а также размер и ориентация трещины достигнут определенного сочетания, дефект становится неустойчивым и вызывает быстро развивающееся разрушение;
- процесс неустойчивого распространения трещины;
- остановка трещины. На данном этапе из-за возможного наличия определенных обстоятельств разрушение приостанавливается.

Как правило, изучение этапов процесса разрушения ведется раздельно. Наибольший интерес с точки зрения обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода представляет этап докритического развития трещины с определением момента инициирования разрушения (неустойчивого распространения трещины).

В зависимости от уровня действующего напряжения σ разрушение может быть хрупким, квазихрупким и вязким:

- если$\sigma<0{,}8\sigma_т$, где $\sigma_т$ - предел текучести, то пластические деформации в объеме элемента конструкции не развиваются, трещина растет при небольших размерах пластической зоны в ее вершине и в таком случае

говорят о хрупком разрушении. Скорость развития трещины высока и сравнима со скоростью звука в материале, в котором она развивается;

- при $\sigma \approx \sigma_т$ в элементе конструкции появляются пластические деформации (примерно 0,2%), а в вершине трещины зона пластических деформаций достигает макроскопических размеров. Из-за пластического деформирования материала скорость нестабильного развития трещины снижается;

- вязкое разрушение определяется напряжениями $\sigma > \sigma_т$, а полному разрушению элемента конструкции предшествуют развитые пластические деформации по всему его объему. Скорость разрушения еще больше уменьшается, но остается достаточно высокой.

7.1. Инженерные методы оценки сопротивления нефтепроводов разрушению.

На основе критериев разрушения и имеющихся опытных данных по трещиностойкости материалов (их способности сопротивляться разрушению при наличии трещиновидных дефектов) в ряде стран разработаны методики и стандарты по определению критических и допускаемых дефектов в ответственных конструкциях на стадиях их проектирования и эксплуатации.

Основные положения этих методик:

- расчет проводится применительно к дефектам (несплошностям), выявляемым при неразрушающем контроле в процессе эксплуатации. Несплошности характеризуются соответствующими показателями и схематизируются в соответствии с методическими рекомендациями;

- дефекты, размеры которых не выходят за пределы допускаемых по правилам контроля сварных соединений и документам по оценке качества основного металла после изготовления, расчету не подлежат и считаются допустимыми;

- допустимыми считаются дефекты, размеры которых с учетом их кинетики развития к концу эксплуатации (или в течение заданного периода времени) не превысят допускаемых значений, определяемых положениями данной методики;

- расчет критических размеров дефектов проводится с применением методов механики разрушения (линейной и нелинейной с учетом предельных пластических состояний);

- в хрупкой области расчет реализуется методами линейной механики разрушения с использованием коэффициентов интенсивности напряжений K_I и температурной зависимости вязкости разрушения K_{Ic} от приведенной температуры (T-$T_{кр}$), где $T_{кр}$ - критическая температура хрупкости;

- в квазихрупкой и вязкой областях расчет проводится методами нелинейной механики разрушения с применением коэффициентов интенсивности деформаций K_{Ie} и их критических значений K_{Iec} ;

- предельно допустимые размеры дефектов определяют так же, как и критические, но с той лишь разницей, что вместо значений K_{Ic} и K_{Iec} должны использоваться соответствующие значения;

- при установленных коэффициентах запаса;

- оценка пластических предельных состояний проводится при расчетах в квазихрупкой и вязкой областях;

- расчет кинетики дефектов при циклическом нагружении проводится методами линейной механики разрушения. Условия нагружения определяются размахом коэффициента интенсивности напряжений ΔK, коэффициентом асимметрии цикла r и числом циклов нагружения N. Сопротивление разрушению определяется диаграммой усталостного разрушения, устанавливающей зависимость скорости роста трещины dl/dN от ΔK при заданном значении коэффициента асимметрии цикла r.

Приведенные положения методик дают достаточно полное представление о процедуре расчета элементов конструкций, в частности трубопроводов при наличии в них трещин.

Inhalt

Einführung

Arten von Lecks…….....……..……..……..….....…....103

Vorbeugung von Zwischenfällen an Pipelines…….…….....…..104

Allgemeine Aktionskarte für Zwischenfälle an Pipelines…….106

Definition der Zonen in der Aktionskarte……..……...…….……107

Transportpraxis.....108

Sicherheit und Überwachung.....109

Die Pipeline, das ideale Transportmittel……...…….……111

Zusammenfassung……..…...……113

Einführung

Erdöl – ein aktuelles Thema, das uns in den Nachrichten fast täglich begegnet: steigende Mineralölpreise oder Unfälle, bei denen Öl die Umwelt schädigt.

Diese Medienpräsenz hat mich auf das Thema gebracht und dieser Vortrag ist nun das Ergebnis, die Bedeutung und die Gefahren des Erdöls und seiner Chemie darzustellen. Dabei hat er nicht den Anspruch, das Thema in jeglicher Hinsicht aufzuarbeiten, sondern er soll lediglich als Anregung dienen, sich weiter mit dem Thema zu befassen.

Das Erdöl und besonders Erdölerzeugnisse in unserer heutigen Konsumgesellschaft eine bedeutende Rolle spielen, wird das Thema an vielen Stellen zu weitläufig, um alle Aspekte im Vortrag abzuhandeln. Darum werden oft Aussagen exemplarisch getroffen oder Sachverhalte nur verkürzt dargestellt bzw. nicht behandelt.

Die von mir gesetzten Schwerpunkte liegen dabei auf dem Erdöl selbst, wie es entstanden sein könnte, wie man es fördert und welche Gefahren damit verbunden sind, sowie auf den direkten Destillationsprodukten und deren weitere Aufarbeitungs-Möglichkeiten. Wirtschaftliche und politische Aspekte bleiben jedoch nahezu unberücksichtigt, dürfen aber bei einer intensiveren Auseinandersetzung nicht vergessen werden.

Trotzdem werden, wie ich hoffe, einige Aspekte genannt und beleuchtet, die nicht sofort offensichtlich mit dem Thema Erdöl in Verbindung stehen und die nicht jedem schon bekannt sind.

Pipelines, wie Rohrfernleitungen umgangssprachlich genannt werden, sind das klassische Transportmittel für flüssige und gasförmige Massengüter. Sie sind gleichzeitig Transportbehälter, Transportmittel und Transportweg und wurden seit dem Beginn der Erdölförderung eingesetzt. Der Rohölbedarf wurde zunächst durch landseitige Förderungen (Onshore-Ölfelder) gedeckt; die wachsende Nachfrage nach Rohöl und eine sich weiter entwickelnde Fördertechnologie führten später zur

Erschließung von Offshore- Ölfeldern, die den Bau von Unterwasserpipelines nach sich zogen. Ursprünglich dienten Pipelines dem Transport des Rohöls aus den Fördergebieten in die Verschiffungshäfen. In Westeuropa entstand ein Rohrleitungssystem erst, als die Raffinerien nicht mehr nur in Küstennähe, sondern in den Verbrauchsschwerpunkten errichtet wurden und Pipelines benötigt wurden, um die Verarbeitungsstätten mit den Rohölanlandehäfen zu verbinden.

Der Transport des Rohöls zu den Raffinerien erfolgt heute fast ausschließlich über Rohrfernleitungen. Neben den Rohöl- sind auch Produktenleitungen entstanden. Mit ihnen werden Halbfertig- und Endprodukte aus den Produktionszentren an Verteiler-Tanklager, die Chemische Industrie und Flughäfen transportiert.

Allgemeines zum Erdöl

Das Erdöl, ein Naturprodukt aus vielen verschiedenen Stoffen, hat keine einheitlichen Eigenschaften. Man kann gerade bei den physikalischen Daten keine exakten Aussagen treffen, da die Zusammensetzung stark differiert.

Es handelt sich um gelbe bis fast schwarze, viskose Flüssigkeiten, die gelb bis grünblau fluoreszieren und im Licht bei Sauerstoffzutritt allmählich nachdunkeln, da sich asphaltartige Stoffe bilden. Der Geruch ist ebenfalls stark abhängig von der Zusammensetzung und kann von angenehm aromatisch bis extrem unangenehm (knoblauchartig) reichen. Die Dichte der Rohöle variiert zwischen 0,65 bis 1,02, liegt aber meistens zwischen 0,82 und 0,94. Auf die Siedepunkte der wichtigsten Erdölbestandteile wird unter Punkt 4 noch ausführlich eingegangen, sie liegen etwa zwischen 30 und 350°C. Erdöl ist wasserunlöslich, bildet aber häufig beständige Öl/Wasser- Emulsionen, die oft Probleme mit sich bringen. Mit Ether, Toluol, Chloroform und ähnlichen Stoffen ist es dagegen in jedem Verhältnis mischbar. Erdöl zeigt zudem eine hohe Kapillarität, weshalb es aus tonigen in sandige Zonen wandern kann.

Bis heute ist aber nicht eindeutig geklärt, wie das Erdöl entsteht, oder besser, wie es entstanden ist. Die Wissenschaft verfolgt verschiedene Entstehungstheorien,

hat allerdings noch keine Lösung gefunden. Trotzdem gehen die meisten Theorien aufgrund der chemischen Zusammensetzung und den Lagerstätten auf einen organischen Ursprung zurück.

Die bekannteste Theorie geht davon aus, dass das Erdöl hauptsächlich aus Kohlenhydraten, Eiweißstoffen und Fetten von Kleinpflanzen und -tieren unter Druck, Hitze und unter dem Einfluss von Bakterien, Enzymen und mineralischen Katalysatoren, in flachen, küstennahen Gewässern, also aus marinem Faulschlamm hervorgegangen. Diese Theorie wird dadurch untermauert, dass optisch aktive Bestandteile im Erdöl nachgewiesen wurden, die nur aus organischem Material entstanden sein können, bzw. Abbauprodukte von Chlorophyll und Hämin sind. Außerdem konnten u. a. Chemofossilien isoliert werden. Dabei stellte man fest, dass die Zusammensetzung altersabhängig ist.

Die chemische Zusammensetzung, der Stoffe mit oft ähnlichen Eigenschaften, ist erst in neuerer Zeit mit modernen Analysemethoden, z. B. Massenspektrometer, Gaschromatographen, IR- und NMR-Spektroskopien, genauer bestimmt worden.

Bei der folgenden Aufstellung bleibt zu berücksichtigen, dass die genaue Zusammensetzung stark vom Fundort abhängt. Trotzdem haben Elementaranalysen ergeben, dass im Erdöl etwa 85 – 90 % Kohlenstoff, 10 – 14 % Wasserstoff, - 1,5 % Sauerstoff, 0,1 – 3 % Schwefel und Spuren von Stickstoff, Chlor, Iod, Natrium, Kalium, u. a. vorliegen. Alle Nebenbestandteile liegen hauptsächlich gebunden vor, z. B. Sauerstoff in Phenolen, Aldehyden und dergleichen oder Schwefel in Sulfiden und heterocyclischen Verbindungen.

Bei den beiden Hauptbestandteilen, Kohlenstoff und Wasserstoff, handelt es sich hauptsächlich um Kohlenwasserstoffe:

- Geradkettige und verzweigte Alkane (von C5H12 bis C30H62);
- Cycloalkane (Cyclopentan, -hexan, -heptan);
- Aromaten;

Alkene spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle.

Insgesamt hat man bis heute mehr als 500 Komponenten gefunden und charakterisiert und man geht noch von vielen weiteren aus.

Das Naturprodukt Erdöl kommt weitgehend in den Sedimentgesteinen (Tongesteine, Sand- und Kalkstein) der Erdkruste vor, die aus Meeresablagerungen entstanden sind. In Tiefen- und Ergussgesteinen (Granit, Lava, Tuff, usw.) sind Ölvorkommen dagegen außerordentlich selten.

Fast alle Sedimentgesteine enthalten, wenn auch eine geringen Anteil, organisches Material, aus dem Erdöl entstanden sein könnte. Nun soll dargestellt werden, wie aus den winzigen, weit verbreiteten Öltropfen Öllagerstätten werden. Auf jedes Teilchen wirken grundsätzlich Kapillarkräfte, Schwerkraft bzw. Auftrieb, Oberflächenspannung (bewegungshemmend) und Druckdifferenzen. Im Laufe der Zeit sammeln sich mehrere dieser Tröpfchen im Porenraum des Muttergesteins (meist Tonablagerungsschichten) an und verbinden sich zu größeren Tropfen und Fäden. Diese können ab einer bestimmten Größe die Oberflächenspannung überwinden und setzen sich durch die Kraft des fließenden Wassers und die oben erwähnte hohe Kapillarität in Bewegung. Diese Phase des Austreibens aus dem Muttergestein ist der Beginn einer Wanderung bis zu Sickerstellen an der Erdoberfläche oder zu Gesteinsformationen, die ein Weiterwandern verhindern (sekundäre Lagerstätten). Weltweit gesehen sind 80 % der Erdöllagerstätten (Ölfallen) tektonische Fallen, 11 % sind stratigraphische Fallen und Verwerfungen und 3 % befinden sich in Salzstock-Flanken, der Rest ist anders geartet.

Industrielle Bedeutung

Erdöl oder vielmehr Erdölprodukte bilden heute eine Basis der technischen Zivilisation, ohne die viele Produkte nicht zu realisieren wären und unser Lebensstandard stark reduziert wäre.

Die zugehörige Industrie bezeichnet man als Petrochemie, ein Teilgebiet der chemischen Technik, das sich mit der Herstellung und der Weiterverarbeitung der

aus Erdöl und Erdgas gewonnenen organisch-chemischen Grundstoffen (Petrochemikalien). Dabei sind die wesentlichen Verfahren Cracken, Reformieren und nachgeschaltete destillative und extraktive Trennprozesse, die unter Punkt 5 ausführlich behandelt werden.

Hinter dem Begriff Erdölchemie verbirgt sich dagegen ein Konzern von Bayer und BP, der sich mit der Produktion von Ethylen, Propylen, Butadien, Epoxiden, Ethanol und Toluol beschäftigt.

Praktische Verwendung finden die Erdölprodukte vorrangig als Heizmaterial für Kraftwerke, Industrieanlagen und private Haushalte, als Kraftstoffe für Autos, Schiffe und vermehrt Flugzeuge, als Schmierstoffe für Maschinen aller Art und als Edukte für die Herstellung von Kunststoffen, Textilien, sowie pharmazeutischen als auch kosmetischen Produkten.

Wo aber auch in der Zukunft eine Besondere Bedeutung des Erdöls liegt ist als Rohstoffquelle organischer Chemikalien. Wenn man bedenkt, dass 1950 nur

44 % organischer Chemikalien aus Erdöl gewonnen wurden (Rest aus Kohle) und knapp 30 Jahre später schon 96 % daraus gewonnen wurden, so wird jedem klar welche Bedeutung gerade in diesem Sektor Erdöl spielt.

Diese einzelnen Bereiche sollen nun jeweils noch näher beleuchtet werden, indem der Gang des Erdöls, sobald es gefördert und zum eigentlichen Verarbeitungsort transportiert ist, verfolgt wird.

Gefahren

Doch bei allen positiven Aspekten des Erdöls, darf man die Nachteile, also die Gefahren, die vom Erdöl ausgehen nicht unbeachtet lassen.

Die Rechnung, dass ein Liter Öl 1 Million Liter Trinkwasser verseucht, ist im allgemeinen bekannt. Man weiß, dass Rohöl in Wasser unlöslich ist, doch das eigentliche Problem ist, dass Öl/Wasser-Gemische keine ausgeprägte Phasengrenze haben und damit eigentlich kaum zu trennen sind. Das Öl schwimmt als undurchdringlicher Film auf der Wasseroberfläche und macht damit den

lebensnotwendigen Gasaustausch an der Oberfläche unmöglich. Das gleiche gilt natürlich, wenn Öl in das Erdreich eindringt.

Mikroorganismen im Boden bzw. im Wasser gewinnen ihre Lebensenergie durch den Abbau organischer Substanzen. Hierzu benötigen sie Sauerstoff und scheiden Kohlendioxid aus. Ist nun der, durch Diffusionsvorgänge zwischen Boden/Wasser und der Atmosphäre stattfindende Gasaustausch gestört, so führt das mitunter zum Absterben der Lebewesen, denn das natürliche Gleichgewicht ist gestört.

Arten von Lecks

Bie meisten Lecks an Pipelines durch Erdbewegungen und Ausschachtungsarbeiten verursacht. Der Schaden an den Rohrleitungen kann entweder ein Loch mit unterschiedlichem Durchmesser sein, oder es kann zu einem vollständigen Bruch der Leitung kommen. In diesem Fall spricht man von einem Guillotinebruch. Nicht nur die Art des Lecks, sondern auch eine Reihe anderer Parameter sind ausschlaggebend für den weiteren Verlauf und die Schwere des Zwischenfalls:

- die Art des Gefahrstoffs;
- die Menge dieses Stoffs, die pro Zeiteinheit freigesetzt wird;
- die Umgebung der Leitung;
- die Art der Leitung;
- der Druck;
- die Temperatur.

Bei kleinen Lecks besteht die Gefahr, dass sie längere Zeit nicht bemerkt werden. Wird das Leck schließlich entdeckt, so können die Hilfsdienste mit einer erheblichen Bodenverseuchung (nicht bei Erdgas) oder mit einer unerwarteten gefährlichen Situation (beispielsweise Konzentration brennbarer Gase) konfrontiert werden.

Bei einem Leck an einer Pipeline tritt das durch die Pipeline fließende Produkt aus. Es ist möglich, dass der Aggregatzustand des Produktes an der

Außenluft der gleiche bleibt wie in der Pipeline, aber das ist nicht notwendigerweise der Fall. Es gibt drei Formen des Ausströmens:

- Flüssigkeit in der Leitung bleibt Flüssigkeit außerhalb der Leitung (z.B. Rohöl);
- Flüssigkeit in der Leitung wird teilweise zu Gas außerhalb der Leitung (z.B. Ethylen);
- Gas in der Leitung bleibt Gas außerhalb der Leitung (z.B. Erdgas).

Vorbeugung von Zwischenfällen an Pipelines

Die Vorbeugung von Zwischenfällen an Pipelines liegt sowohl in der Verantwortung des Leitungsbetreibers als auch der öffentlichen Hand, aber auch (und vor allem) der Bauunternehmen.

Die Vorbeugungspolitik unter Beteiligung der öffentlichen Hand wird auf zwei wichtigen Ebenen angewandt: einerseits die gesetzgebenden Initiativen zur Verringerung der Wahrscheinlichkeit von Zwischenfällen und anderseits Kommunikation und Richtlinien für die Hilfsdienste, die immer auf mögliche Zwischenfälle vorbereitet sein müssen.

Hierzu verweisen wir auf die diesbezügliche Gesetzgebung (siehe Kapitel I.3 Seite 12). Der Gesetzgeber hat unter anderem konkrete Regeln festgelegt für das Verlegen von Pipelines (z.B. die Tiefe), wobei deutliche Sicherheitsvorschriften gelten (KE 11. März 1966). Die Meldepflicht bezweckt insbesondere, die Beschädigung von Pipelines durch Dritte zu vermeiden, was die häufigste Ursache von Zwischenfällen ist (KE 21. September 1988), während der vorbehaltene Bereich dazu dient, jegliche Gefahr einer Beschädigung von Leitungen durch Dritte auszuschlie- ßen (KE 24. Januar 1991).

Es ist natürlich nicht möglich, Zwischenfälle an Pipelines ganz auszuschließen. Es obliegt der öffentlichen Hand, die Hilfsdienste ausreichend zu ‚wappnen' mit Informationen über Pipelines, den Verlauf der Pipelines auf ihrem Gebiet, sowie Informationen über die transportierten Stoffe und die Risiken. Auf

diese Weise kann verhindert werden, dass ein Unfall an einer Pipeline unvermeidlich zu einer großen Katastrophe führt. Dabei gibt es einige Faustregeln:

- die Hilfsdienste müssen sowohl den Verlauf als auch den Inhalt der Pipelines auf dem von ihnen geschützten Gebiet kennen;
- es müssen multidisziplinäre Verfahren erstellt werden;
- multidisziplinäre Übungen müssen durchgeführt werden;
- die Feuerwehr ist über das Vorgehen bei Zwischenfällen mit den Stoffen, die durch die Pipelines strömen, auf dem Laufenden zu halten;
- die Feuerwehr muss über Allgemeine Aktionskarten und spezifische Aktionskarten für jeden Stoff verfügen.

Auch die Leitungsbetreiber tragen eine große Verantwortung bei der Vorbeugung. Dabei gilt ein doppeltes Ziel: einerseits wird versucht, Unfällen vorzubeugen, und andererseits verfügt der Leitungsbetreiber über das Personal und die Mittel, um bei einem Leck schnell zu reagieren und Schlimmeres zu verhindern.

Die Vorbeugung von Unfällen erfolgt zunächst durch regelmäßige Kontrollen. Als Beispiel wird nachstehend eine Übersicht der Kontrollen von Fluxys wiedergegeben. Der Gesetzgeber schreibt bezüglich der regelmäßigen Kontrollen (im KE vom 11. März 1966 und im KE vom 24. Januar 1991) feste Intervalle vor. Insbesondere für Gaspipelines ist festzustellen, dass der Betreiber des Leitungsnetzes sich selbst eine höhere Frequenz auferlegt, als der Gesetzgeber in unserem Land vorschreibt (Tab.1):

Tab. 1. - Regelmäßige Kontrollen

Gesetzliche Vorschriften	Durch Fluxys durchgeführte Kontrollen
Mindestens alle zwei Monate Kontrolle des vorbehaltenen Bereichs	Eine Fahrzeugpatrouille kontrolliert alle zwei Wochen den vorbehaltenen Bereich
Jährliche Kontrolle des Vorhandenseins von Erdgas	Patrouille zu Fuß kontrolliert jedes Jahr
Für die Hauptachsen: Kontrolle per Hubschrauber alle zwei Monate + Kontrolle der wichtigsten Punkte vor Ort alle zwei Monate	Fluxys kontrolliert immer alle zwei Wochen per Hubschrauber. Die Hauptleitungen werden durch Fluxys täglich aus der Luft kontrolliert.
Alle zwei Monate Kontrolle der Geräte für den Kathodenschutz	Fluxys kontrolliert einmal monatlich
Jährliche Kontrolle der Potenzialdifferenz zwischen Leitung und Boden	Jährliche Kontrolle

Eine andere Möglichkeit, Lecks zu verhindern, besteht darin, Dritte zu veranlassen, Beschädigungen sofort zu melden. Die Pipelinebetreiber drängen bei den Unternehmern darauf, auch kleine Unfälle (ohne nennenswerte Schäden) zu melden. Manche gehen so weit, die Kosten kleinerer Reparaturen (nach einem gemeldeten Zwischenfall) dem Schadensverursacher nicht in Rechnung zu stellen, um sicher zu sein, dass auch der geringste Zwischenfall gemeldet wird.

Allgemeine Aktionskarte für Zwischenfälle an Pipelines

Die Bezeichnung drückt deutlich aus, wozu die ‚Aktionskarten' dienen: sie enthalten Richtlinien, die der Feuerwehr bei ‚Aktionen' im Falle von Zwischenfällen an Pipelines helfen können. Es ist vorgesehen, dass für alle Gefahrstoffe, die durch Pipelines transportiert werden, spezifische Aktionskarten angefertigt werden. Diese spezifischen Aktionskarten können nur benutzt werden, wenn sie verfügbar sind und das Produkt, mit dem es zu einem Zwischenfall an einer Pipeline gekommen ist, bekannt ist.

Die Allgemeine Aktionskarte beschreibt den Maßnahmenplan, der bei Zwischenfällen an Pipelines Anwendung findet, wenn keine spezifische Aktionskarte besteht und/ oder wenn das Produkt in der Pipeline nicht bekannt ist, beispielsweise wenn mehrere Pipelines zusammen liegen. Die Allgemeine Aktionskarte beschreibt gewissermaßen das Standardverfahren. Die bei

Zwischenfällen an Pipelines zu ergreifenden Maßnahmen (Aktionen) beruhen auf dem Verfahren ‚Unfälle mit Gefahrstoffen'.

Definition der Zonen in der Aktionskarte

Im KE vom 16. Februar 2006 über die Not- und Einsatzpläne ist die Einsatzzone ein Bereich, der entsprechend der konkreten Notsituation abgegrenzt wird und in dem die erforderlichen Maßnahmen ergriffen werden, um die Notsituation zu bewältigen.

Zur Einteilung der Einsatzzone werden die bereits früher angewandten, aber nun deutlicher definierten Farbeinteilungen angewandt. Die Farben bestimmen den Grad der Zugänglichkeit des betroffenen Bereichs. Sie sind wie folgt eingeteilt:

1. Der rote Bereich (Sperrgebiet): ist ausschließlich zugänglich für die sich im Einsatz befindenden Hilfsdienste, Fachkräfte und Techniker mit dem Einverständnis des Leiters des operationellen Kommandopostens (LELS) gemäß den von ihm festgelegten Richtlinien;

2. Der orange Bereich (Isoliergebiet): in dem die logistische Unterstützung der Hilfsdienste organisiert wird und der zugänglich ist für Personen, die innerhalb dieses Bereichs arbeiten oder wohnen, dies mit dem Einverständnis des Leiters des operationellen Kommandopostens und gemäß den von ihm festgelegten Richtlinien;

3.Der gelbe Bereich (Ausweichgebiet): In diesem Bereich wird den Personen, die dort nicht wohnen oder arbeiten, vom Zugang abgeraten und werden die erforderlichen Maßnahmen ergriffen für einen guten Zugang durch die Hilfsdienste sowie einen guten Ablauf der Hilfsmaßnahmen.

Tab. 2. - Einteilung der Bereiche auf der Aktionskarte

Gefahreneineinstufung	sehr hoch	hoch	mäßig hoch	stabil
KE Noteinsatzplan	NICHT VORGESEHEN	roter Bereich	Orange Bereich	Gelber Bereich
Aktionskarte Gas	BEREICH 1	BEREICH 2	BEREICH 3	NICHT VORGESEHEN

Transportpraxis

Rohrfernleitungen sind überall dort von Bedeutung, wo große Mengen möglichst homogener Transportgüter weite Entfernungen überwinden müssen und durchgehende Wasser- oder Schienenwege nicht in ausreichendem Maße verfügbar bzw. nur mit Umschlag über Zwischenlager nutzbar sind. Pipelines verbinden daher vorrangig Seehäfen mit Rohölanlandung (z. B. Wilhelmshaven, Rotterdam, Triest) mit den Raffinerien im Binnenland. Die Raffinerien werden für die Verteilung der Produkte mit der weiterverarbeitenden Industrie (z. B. Chemie) oder mit Großabnehmern (z. B. VerteilerTanklager, Flughäfen) verbunden.

Rohöl und Produkte werden in Partien (batches) transportiert. Rohölpartien werden unmittelbar nacheinander ohne jegliche Trennung transportiert. Eine Trennung verschiedener Rohölsorten ist nur in Ausnahmefällen erforderlich, da die Vermischung sehr gering ist und z.B. bei Batchgrößen von 30.000 m3 deutlich unter einem Prozent liegt. Die Ursache für die trotz fehlender Trennung geringe Vermischung liegt darin, dass bei Rohrleitungen durch die üblicherweise auftretenden Fließgeschwindigkeiten von etwa 5 bis 7 km/h – das ist etwas mehr als Fußgängergeschwindigkeit – stets eine turbulente Strömung herrscht.

Das hat zur Folge, dass die Fließgeschwindigkeit an der Leitungswand praktisch ebenso groß ist wie in der Leitungsmitte. Das so entstehende flache Strömungsprofil verhindert selbst bei Transporten über Hunderte von Kilometern nennenswerte Vermischungszonen. Bei dem Transport von Mineralölprodukten ist es dagegen fast immer erforderlich, die Produkte möglichst sortenrein zu trennen, um die Produktqualität zu erhalten.

Um Mischzonen möglichst klein zu halten, können zwischen zwei Partien flexible Trennbälle eingesetzt werden. Um die verschiedenen Partien am Zielort oder in einem Zwischenlager wieder zu trennen, wird eine Kombination von Verfahren zur Erkennung der Mischzonen angewendet. Zunächst wird durch Mengenmessungen festgestellt, wann das Ende einer Partie die Stelle der Leitung erreicht haben wird, an der die Trennung vorgenommen werden soll. Die

Festlegung der genauen Schnittstelle erfolgt u. a.mit Hilfe von Dichtemessern, die die Veränderung des spezifischen Gewichtes des vorbeifließenden Gutes anzeigen.

Die beiden Produkte werden dann durch Öffnen und Schließen verschiedener Absperreinrichtungen (Schieber) in verschiedene Tanks geleitet, wobei die Mischzonen entweder in separate Tanks fließen oder – soweit es die Spezifikation zulässt – dem Produkt mit der niedrigeren Qualitätsstufe zugeschlagen werden.

Sicherheit und Überwachung

Mineralölfernleitungen werden zentral, in der Regel von einer Stelle aus, überwacht und gesteuert. Diese sind rund um die Uhr mit qualifiziertem Personal besetzt. Von der Steuerzentrale aus bestehen Verbindungen zu allen Messstationen, Schiebern und Pumpen, über die jederzeit nach Bedarf Einfluss auf den Betriebsablauf der Leitung genommen werden kann.

Über die gleichen Verbindungen erfolgen auch die Rückmeldungen über die Ausführung der den Stationen übermittelten Anweisungen. Ebenso erreichen Meldungen über Betriebsstörungen die Steuerzentrale auf diesem Weg. Jederzeit liegen also umfassende und aktuelle Informationen über den jeweiligen Betriebszustand der von hier aus gesteuerten und kontrollierten Leitungen vor. Die Überwachung von Leitungstransporten bezieht sich auf:

- das Rohr;
- die Pumpen und Schieber sowie;
- das Transportgut selbst.

Im Einzelnen heißt das:

- Die Leitungstrassen werden monatlich mindestens einmal durch Begehen und/oder durch Befliegen überwacht;
- Das Funktionieren des kathodischen Korrosionsschutzes wird kontinuierlich kontrolliert;

- Unzulässige Drücke werden vermieden, indem das Prozessleitsystem die Leitungen automatisch in einen sicheren Betriebszustand überführt (z.B. durch Abschalten der Pumpen);
- Mit dem Mengenvergleichsverfahren werden in Intervallen von wenigen Minuten die in die Leitung eingegebenen und abgelieferten Mengen verglichen.

Schaltvorgänge von Pumpen oder Ventilen führen zu Druckschwankungen, die konventionelle Leckerkennungssysteme zu Fehlmeldungen verleiten. Dieses Druckverhalten (instationärer Zustand) muss daher separat überwacht werden.

Die „Leckerkennung im instationären Zustand“ simuliert über spezielle Computerprogramme das erwartete Verhalten der Pipeline in diesen Fällen. Eine Leckage in der Pipeline, die sich während eines solchen Schaltvorgangs ereignet, führt zu Abweichungen gegenüber der prognostizierten Entwicklung. Solche Programme filtern die charakteristischen Merkmale aus dem Verhalten der Pipeline heraus und geben bei erkannten Lecks Alarm, ggf. auch mit einer Leckortung:

- Lecksuchmolche, die kleinste Leckagen feststellen und orten können, werden regelmäßig zusammen mit dem Fördergut verschickt.
- Leckagen, die sich unmittelbar durch Druckveränderungen bemerkbar machen würden, können mit Hilfe spezieller Computerprogramme selbst bei laufendem Betrieb unmittelbar erkannt werden. Die Leckstelle wird gleichzeitig mit hoher Genauigkeit lokalisiert.
- Im Bergbaueinflussgebiet überprü- fen die Leitungsbetreiber ihre Leitungen mit Hilfe eines Programms, das durch Bodenbewegungen hervorgerufene äußere Belastungen an der Leitung bewertet und somit rechtzeitig die Einleitung geeigneter Maßnahmen ermöglicht. Auf Grund dieser Entwicklungen ist es möglich, die Sicherheit der Leitung zu gewährleisten.
- Die Rohrleitungsbetreiber haben die Entwicklung von Intelligenten Molchen (Messmolchen) gefördert, mit denen die Leitung bei laufendem Betrieb störungsfrei darauf untersucht werden kann, ob sich durch Innen- oder

Außenkorrosion Materialverluste eingestellt haben oder ob die Leitung kleinste Risse aufweist. Bei den Molchen handelt es sich um Geräte mit Sensoren z. B. auf Ultraschall- oder Magnetfeldbasis, die sich mit dem Transportmedium fortbewegen und auf diesem Weg aufgespürte Defekte positionsgenau registrieren. Zur Ermittlung von Beulen und Verformungen in Leitungen wird ein Kalibermolch eingesetzt. Materialverluste der Leitungswand durch Innen- oder Außenkorrosionen werden z. B. mit einem Ultraschallmolch erkannt. Der Risssuchmolch ist sogar in der Lage, haarfeine Anrisse im Rohrmaterial aufzuspüren, lange bevor diese die Sicherheit der Leitungsanlage beeinträchtigen können.

Die bei dem Einsatz von Molchen gefundenen unterschiedlichen Schwachstellen werden nach Art und Größe beurteilt und – sofern sie aus sicherheitstechnischen Gründen nicht mehr belassen werden können – saniert.

In der Vergangenheit wurden Rohre mit derartigen Schwachstellen häufig ausgebaut und durch neue Rohre ersetzt. Dies ist jedoch nicht nur mit hohen Kosten verbunden, sondern erfordert darüber hinaus eine Entleerung und Reinigung der Leitung. Inzwischen liegen Verfahren vor, mit denen solche Schwachstellen einschließlich Verformungen wirtschaftlich, sicher und dauerhaft beseitigt werden und die ursprüngliche Festigkeit des Leitungsrohrs wieder hergestellt und die Lebensdauer der Leitung verlängert wird.

Diese Innovationen dienen der Schadensprävention. Das frühzeitige Erkennen und Beseitigen eventueller Schwachstellen gewährleistet nicht nur ein hohes Maß an Sicherheit, sondern erhöht zugleich die Lebensdauer der Leitung. Bestandteil dieser Überwachungsmaßnahmen sind auch die je nach Leistungsbedarf angeordneten Pumpen und die in etwa 15 Kilometer Abstand verteilten Schieberstationen, die ebenfalls im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen von der Technischen Überwachung auf ihre Funktionsweise und Dichtheit hin untersucht werden. Im Übrigen werden alle Sicherheits-, Überwachungssysteme und Anlagen sowie die Integrität der Leitung (siehe auch Kapitel Rechtsgrundlagen S. 10) in regelmäßigen Intervallen zusätzlich zur

Eigenüberwachung des Betreibers von den technischen Überwachungsorganisationen auf ordnungsgemäßes Funktionieren überprüft.

Häufig werden Schäden an Leitungen bei Grabungsarbeiten durch Dritte verursacht [Concawe Reports]. Um Aktivitäten dieser Art aufzuspüren und gegebenenfalls zu unterbinden, werden die Leitungstrassen monatlich mehrfach begangen und/oder mit Hubschraubern beflogen. Der Abwehr dieses Gefahrenpotenzials widmet sich ein Leitungsinformationszentrum, das nach einem in den Niederlanden bewährten Vorbild eingerichtet wurde und als ALIZ (www.aliz.de) seit dem Jahr 2000 zuerst in Nordrhein-Westfalen, später aber auch in anderen Bundesländern betrieben wird. Dabei handelt es sich um eine Datenbank mit Angaben zu den Leitungsverläufen im Land. Dieses System steht jedermann zur Information zur Verfügung. Hauptadressaten sind die Bauwirtschaft sowie Architekten und Planer, die sich mit einer einfachen Anfrage darüber Kenntnis verschaffen können, welcher Betreiber in dem von ihnen für Grabungsarbeiten in Betracht kommenden Gelände eine Leitung unterhält. Die Funktionsfähigkeit des ALIZ-Konzepts hängt im Wesentlichen von einer hohen Anfragequote der an Leitungsverläufen interessierten Unternehmen ab.

Die Pipeline, das ideale Transportmittel

Die umfassende Überwachung von Mineralölfernleitungen hat mit dazu beigetragen, dass sie im Vergleich mit den übrigen konventionellen Verkehrsträgern in der Regel die geringste Anzahl von Unfällen mit Produktaustritt aufweisen. Rohrleitungen verfügen über eine Reihe von Eigenschaften, die sie vorteilhaft von anderen Verkehrsträgern beim Transport von flüssigen (und gasförmigen) Massengütern unterscheiden.

Sie sind

zuverlässig und sicher:

- Rohrleitungen können Tag und Nacht, 365 Tage pro Jahr betrieben werden.
- Die Rohrleitungen sind ortsfest und andere Verkehrsträger können nicht mit ihnen in Berührung kommen (kreuzungsfrei). Ihr Betrieb verläuft ungestört von Hoch- und Niedrigwasser, Glatteis, Schnee, Nebel und Verkehrsstörungen.

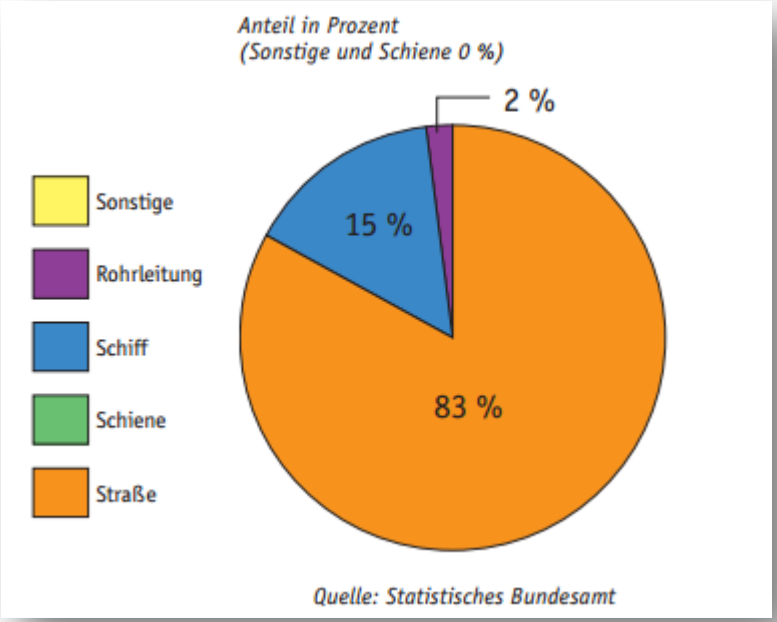


Abb.1. - Unfälle nach Beförderungsmitteln 2009

umweltfreundlich:

- Pipelines sind im Regelfall unterirdisch verlegt, eine z. B. landwirtschaftliche Nutzung der in Anspruch genommenen Fläche ist daher möglich. Sie umgehen im Allgemeinen Ballungs-, Wasserschutz- und andere Gebiete mit erhöhtem Schutzbedürfnis und schließen sich oft an bereits vorhandene Trassen an.
- Pipelinesysteme benutzen mit nur wenigen Ausnahmen elektrischen Strom als Transportenergie und sind wegen ihres besonders günstigen Wirkungsgrades sehr viel umweltschonender als alle anderen Transportmittel. Luftverschmutzung

tritt nicht auf; Lärm ist auf die Pumpstationen beschränkt und auf ein Minimum reduziert.

- Die hohe Einsatzsicherheit des Rohrleitungstransportes wird durch Ergebnisse von europaweiten Untersuchungen bestätigt [Concawe Reports]. Danach sind die Produktverluste, die beim Rohrleitungstransport durch Leckagen entstehen können, vernachlässigbar klein. Für Deutschland hat das Statistische Bundesamt in einem langjährigen Vergleich festgestellt, dass Pipelines mit Abstand am wenigsten Wasser gefährdende Stoffe freigesetzt haben.

wirtschaftlich:

- bei Rohrleitungstransporten handelt es sich in der Regel um so genannte Punkt-Punkt-Verkehre großer Mengen über weite Entfernungen rund um die Uhr. Anders als bei den übrigen Verkehrsmitteln wird der Transport nicht durch Umschlagsvorgänge unterbrochen. Außerdem treten keine Zeitverluste auf, die ansonsten beispielsweise durch Fahrtunterbrechungen, Arbeitszeitregelungen, Fahrpläne, Schleusen o. ä. entstehen.

- Die Beförderung von Mineralöl in Fernleitungen ist im Vergleich zu den übrigen Transportmitteln mit Abstand am wirtschaftlichsten. Grund dafür ist die Ausnutzung des natürlichen Fließvermögens des Transportgutes für dessen Transport. Das heißt, ausschließlich das Transportgut wird bewegt, nicht dagegen das Transportmittel (Pumpen) und auch nicht das Transportgefäß (Leitungskörper). Pipelines verbrauchen also für den Transportvorgang im Vergleich zum Straßen-, Eisenbahnund Binnenschiffsverkehr die wenigste Energie.

- Daraus ist abzuleiten, dass Pipelines auf Grund ihrer Kapitalintensität nur für Massentransporte ab einer bestimmten Durchleitungsmenge wirtschaftlich sind. Die Kosten pro Tonnenkilometer sind dabei nahezu unabhängig von der Transportweite. Bei den übrigen Verkehrsträgern nehmen die relativen Transportkosten mit zunehmender Transportentfernung ab, wie der nebenstehenden Grafik zu entnehmen ist. Die darin unterschiedlichen degressiven Entwicklungen resultieren aus den jeweiligen Fixkosten z. B. für Investitionen und Personal, die mit der Transportentfernung auf einen überwiegend von variablen

Kosten (z. B. für Antriebsenergie) geprägten Grenzwert hinausläuft. Beim Pipelinetransport hingegen verteilen sich die fixen und variablen Kosten für die tonnenkilometrische Leistung über die gesamte Leitungslänge konstant linear.

Zusammenfassung

Ich hoffe, dass es gelungen ist die Bedeutung und gleichzeitig die Gefahren dieses Chemiezweigs klar darzustellen.

Industrie und Politik sollten gemeinsam daran arbeiten den Transport noch sicherer zu machen und noch mehr finanzielle Unterstützung in die Forschung fließen lassen, um dieser bedeutenden Industrie, das negative Image des Umweltverschmutzers zu nehmen und dafür die positiven Aspekte mehr zu betonen.